

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства параметрической вертикальной скважины (пласт палеозойской системы) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)»

УДК 622.243.22:551.73:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Усманов Денис Радикович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения

_____ Меркулов В.П.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Усманов Денис Радикович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства параметрической вертикальной скважины (пласт палеозойской системы) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

7 февраля 2018 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: продуктивные пласты 4. Объект испытания в процессе бурения: пласт палеозойской системы 5. Данные по профилю: вертикальный тип профиля 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3380 м 7. Диаметр эксплуатационной колонны: 178 мм 8. Диаметр хвостовика: 127 мм 9. Способ цементирования: по расчету 10. Способ перфорации: кумулятивный 11. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения 12. Способ вызова притока: свабиrowание
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

	2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Алексеев Николай Архипович, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Усманов Денис Радикович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Усманов Денис Радикович

Школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Усманов Денис Радикович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Усманов Денис Радикович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

2. Экологическая безопасность:

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Усманов Денис РАДикович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
--	------------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 94 с., 12 рис., 25 табл., 34 литературных источников, 43 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, пилотный ствол, отбор керна.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Парабельского района ТО.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении Парабельского района ТО.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство параметрической вертикальной скважины на нефтяном месторождении Парабельского района ТО.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технологические решения по строительству вертикальной скважины с участком длиной 4040 м с хвостовиком 127 мм.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос о способах ликвидации прихватов.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и представлена на диске (в конверте на обороте обложки). Расчеты и графический материал выполнен в электронных таблицах Microsoft Excel и в программе «Инженерные расчеты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» (представлены вместе с ВКР).

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. – страница; т.е. – то есть; т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; в т.ч. – в том числе; пр. – прочие; т.к. – так как; г. – год; гг. – годы; мин. – минимальный; макс. – максимальный; шт. – штуки; св. – свыше; см. – смотри; включ. – включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009

Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление

<u>Введение</u>	15
<u>1. Общая и геологическая часть</u>	16
<u>1.1. Геологические условия бурения</u>	16
<u>1.2. Краткая характеристика геологических условий бурения</u>	17
<u>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения</u>	17
<u>1.4. Краткая характеристика флюидосодержащих пластов</u>	18
<u>1.5. Зоны возможных осложнений</u>	17
<u>1.7. Краткая характеристика возможных осложнений</u>	18
<u>1.7. Краткая характеристика возможных осложнений</u>	18
<u>2. Технологическая часть</u>	19
<u>2.1. Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины</u>	19
<u>2.2. Обоснование конструкции скважины</u>	19
<u>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</u>	19
<u>2.2.2. Построение совмещённого графика давлений</u>	20
<u>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</u>	21
<u>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</u>	23
<u>2.2.5. Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн</u>	23
<u>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</u>	25
<u>2.3. Углубление скважины</u>	26
<u>2.3.1. Выбор способа бурения</u>	26
<u>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</u>	27
<u>2.3.3. Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</u>	27
<u>2.3.4. Расчёт частоты вращения долота</u>	28
<u>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</u>	28
<u>2.3.6. Расчёт требуемых расходов бурового раствора</u>	30
<u>2.3.7. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны</u>	31
<u>2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</u>	31
<u>2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины</u>	33
<u>2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</u>	33

<u>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</u>	35
<u>2.4.1. Расчёт обсадных колонн</u>	35
<u>2.4.1.1. Расчёт наружных избыточных давлений</u>	35
<u>2.4.1.2. Расчёт внутренних избыточных давлений</u>	38
<u>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</u>	42
<u>2.4.2. Расчёт процессов цементирования скважины</u>	43
<u>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</u>	43
<u>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</u>	43
<u>2.4.3. Гидравлический расчёт цементирования скважины</u>	44
<u>2.4.3.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования</u>	44
<u>2.4.4. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</u>	45
<u>2.4.4.1. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</u>	45
<u>2.5. Выбор буровой установки</u>	47
<u>3. Прихваты</u>	48
<u>3.1. Прихват буровых и обсадных колонн</u>	48
<u>3.1.1. Классификация прихватов</u>	49
<u>3.2. Методы предупреждения прихватов колонны труб</u>	50
<u>3.2.1. Основные правила предупреждения прихватов при проектировании строительства скважины</u>	50
<u>3.2.2. Общие технологические меры предупреждения прихватов</u>	52
<u>3.2.3. Предупреждения заклинивания низа колонны</u>	54
<u>3.2.4. Заклинивание труб в желобных выработках</u>	55
<u>3.2.5. Предупреждение заклинивания колонны шламом или утяжелителем</u>	57
<u>3.2.6. Предупреждение прихватов обсадных колонн</u>	58
<u>3.3. Способы ликвидации прихватов</u>	59
<u>3.3.1. Установка жидкостных ванн</u>	60
<u>3.3.2. Установка противоприхватных ванн</u>	60
<u>3.3.3. Использование взрывного способа ликвидации прихватов</u>	61
<u>3.3.4. Применение ударных механизмов (УМ)</u>	61

3.3.5. Гидроимпульсный способ (ГИС).....	63
3.3.6. Гидровибрирование колонн труб	64
3.3.7. Метод снижения бурового раствора в скважине	65
3.4. Выбор метода ликвидации	65
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	67
4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ОАО «Востокгазпром» »	67
4.1.2. Организационная структура управления предприятием	67
4.2. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины	68
4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)72	
4.4. Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	74
5. Социальная ответственность	76
5.1. Производственная безопасность.....	76
5.1.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	76
5.2. Экологическая безопасность.....	84
5.2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на среду.....	84
5.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	84
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	85
5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....	86
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	86
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	87
Заключение	88
Список использованных источников	89
Приложение А	92
Приложение Б	104
Приложение В.....	108
Приложение Г	112

<u>Приложение Д</u>	114
<u>Приложение Е</u>	116
<u>Приложение Ж</u>	117
<u>Приложение З</u>	119
<u>Приложение И</u>	124
<u>Приложение Й</u>	126
<u>Приложение К</u>	128
<u>Приложение Л</u>	131
<u>Приложение М</u>	133
<u>Приложение Н</u>	134
<u>Приложение О</u>	135
<u>Приложение П</u>	136
<u>Приложение Р</u>	137
<u>Приложение С</u>	138
<u>Приложение Т</u>	140
<u>Приложение У</u>	147
<u>Приложение Ф</u>	148
<u>Приложение Х</u>	149
Приложение Ц Геолого-технический наряд на бурение скважины глубиной 4040 м	
Приложение Ч Компоновка бурильной колонны при бурении интервала 710 - 3380 м	
Оптический диск с электронной версией ВКР	

Введение

В данное время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несёт большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородсодержащее сырьё.

Перед добывающими компаниями нашей страны открываются большие возможности: возможны крупные капиталовложения в развитие предприятий комплекса, применение новых более дорогостоящих технологий, научные исследования в сфере недропользования. Последние годы особо остро показывают на необходимость движения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья.

Применение новых технологий в добыче нефти предъявляет более жёсткие условия к бурящимся скважинам. Необходимость решения большего комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин требует изменения технологии бурения скважин.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации профиля ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения.

Основная цель данного проекта – составление технологических решений для строительства параметрической скважины на нефтяном месторождении.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза скважины представлена в приложении А в таблице А.1.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице А.2.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3.

Градиенты давлений и температура по разрезу скважины представлена в таблице А.4.

1.2 Краткая характеристика геологических условий бурения

В интервале 805-4000м залегают средние, твёрдые и крепкие породы. Это может привести к снижению механической скорости бурения и преждевременному выходу из строя породоразрушающего инструмента. Рекомендуется заранее применить подходящий по классу породоразрушающий инструмент.

Температур, приводящих к преждевременному загустеванию цементного раствора, не наблюдается на всем протяжении скважины. Использование дополнительных методов цементирования не является необходимостью для успешного заканчивания скважины.

В целом, разрез представлен переслаиванием глин, песчаников, аргиллитов и алевролитов. Из-за присутствия большого количества глин высока вероятность прихвата породоразрушающего инструмента, поэтому необходимо строго соблюдать параметры раствора и все меры предупреждения прихвата.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Б.

1.4 Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 3 нефтеносными и 6 водоносными пластами. Газоносные пласты не обнаружены. Скважину бурят для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления; выявления наиболее перспективных районов для детальных геологопоисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 260 м для эксплуатации водоносного горизонта 0-260 м, т.к. он является источником водоснабжения.

1.5 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В.

Поглощение бурового раствора представлено в таблице В.1;

Осыпи и обвалы стенок скважины представлены в таблице В.2;

Нефтегазоводопроявления представлены в таблице В.3;

Прихватоопасные зоны представлены в таблице В.4;

1.6 Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются осыпи и обвалы. В интервалах 0-350, 805-1750, 1750-2550 и 2550-2650 м возможны поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале 0-2655 м и 3390-4040 м ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими глинистые минералы реагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного наклонно-направленного ствола скважины.

С целью обеспечения контроля за скважиной и реализации мероприятий по ликвидации газонефтеводопроявлений без осложнений определяется объем поступления пластового флюида в ствол скважины, который должен быть не более 0,5 м³ – при подъеме труб и 1,0 м³ – при бурении и прочих операциях.

Кроме того, для предупреждения прихватов необходимо поддерживать высококачественный буровой раствор и постоянно доливать скважину при подъеме бурильного инструмента.

1.7 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в приложение Г в таблице Г.1.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчёт профиля скважины

Проектируется параметрическая скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция скважины – это совокупность числа колонн; глубин спуска колонн; интервалов затрубного цементирования; диаметров обсадных колонн; диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счёт уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина - крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

В данном случае проектирования работ по гидроразрыву продуктивного пласта, а также при вскрытии неустойчивых Палеозойских отложений для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близко расположенные пласты в неоднородном коллекторе необходимо проектировать забой закрытого типа. Способ закачивания скважины согласно рекомендациям:

открытый вышележащий интервал скважины с закрытым интервалом продуктивного пласта.

На рисунке 1 представлена конструкция забоя закрытого типа.

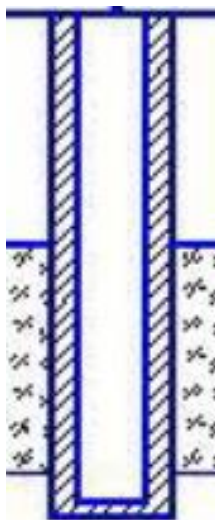


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых давлений. На рисунке 2 представлен график совмещённых давлений.

Анализ совмещённого графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

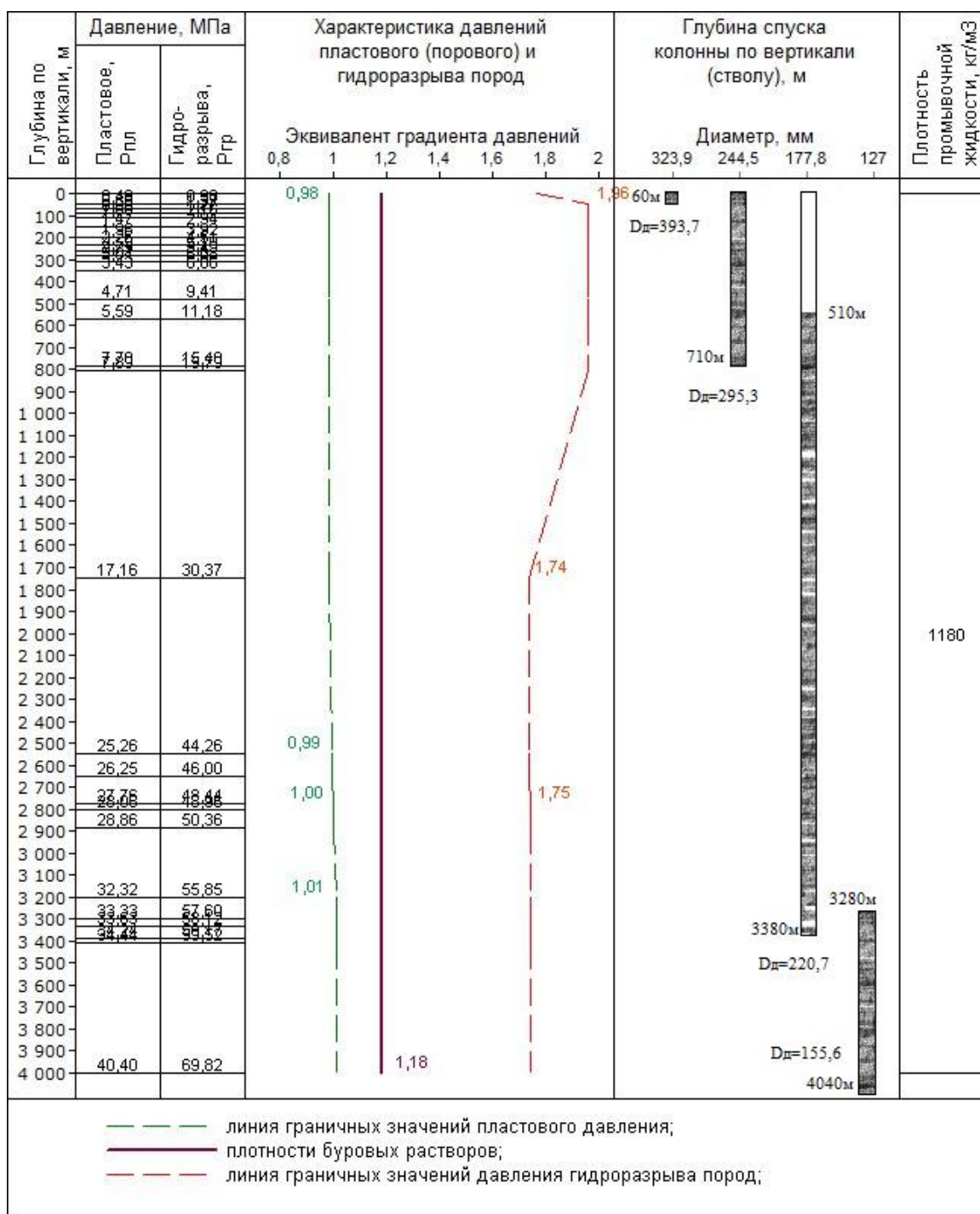


Рисунок 2 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 35 метров, поэтому предварительный расчёт глубины спуска направления составляет 40 м с учётом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальная глубина спуска кондуктора для нефтяной скважины находится, исходя из условий недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_\phi}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi} = 710 \text{ м}$$

где – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

H – глубина скважины, м;

γ_ϕ – плотность пластового флюида, г/см³;

gradP_{гр} – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, Мпа/м.

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, разобщения водонапорных горизонтов, предупреждения гидроразрыва при нефтегазоводопроявлениях, а также установки противовыбросового оборудования для безопасного вскрытия нефтепроявляющих пластов подлежащих вскрытию примем глубину спуска кондуктора 710 м.

Эксплуатационная колонна опускается на глубину 3380 м.

Хвостовик спускается на глубину 3280-4040 м. (перекрытие башмака предыдущей колонны на 100 м с учётом под ЗУМППФ).

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м
Направление	60
Кондуктор	710
Эксплуатационная колонна	3380
Хвостовик	4040

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

Направление, кондуктор цементируются на всю длину.

Эксплуатационная колонна для нефтяных скважин цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м.

Хвостовик цементируется с учётом перекрытия башмака предыдущей колонны на 100 м.

Интервалы цементирования представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м
	По вертикали
Направление	0-60
Кондуктор	0-710
Эксплуатационная колонна	510-3380
Хвостовик	3280-4040

2.2.5 Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика и эксплуатационной колонны, которые даны в задании на проектирование и равны 127 и 178 мм соответственно.

На рисунке 3 и в таблице 3 отображена проектная конструкция скважины.



Рисунок 3 – Проектная конструкция скважин

Таблица 3 - проектная конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр ОК, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Запроектированная по вертикали	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	60	60	0-60	0-60	323,9	393,7

Кондуктор	710	710	0-710	0-710	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3380	3380	510-3380	510-3380	178	220,7
Хвостовик	4040	4040	3280-4040	3280-4040	127	155,6

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела - определить необходимость использования противовыбросового оборудования и колонной обвязки для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n * g * H_{кр} = 40,4 \text{ МПа} - 0,76 \frac{\text{г}}{\text{см}^3} * 9,8 \frac{\text{м}}{\text{с}^2} * 3110 \text{ м} = 17,24 \text{ МПа}$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n - плотность нефти, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

$H_{кр}$ - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 178 мм. Таким образом, для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКО1-21-178х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учётом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяется 5 схема (рис. 4). Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 220,7 мм, но не больше обвязанной колонны под кондуктор – 244,5 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21, ГОСТ 3862-90.

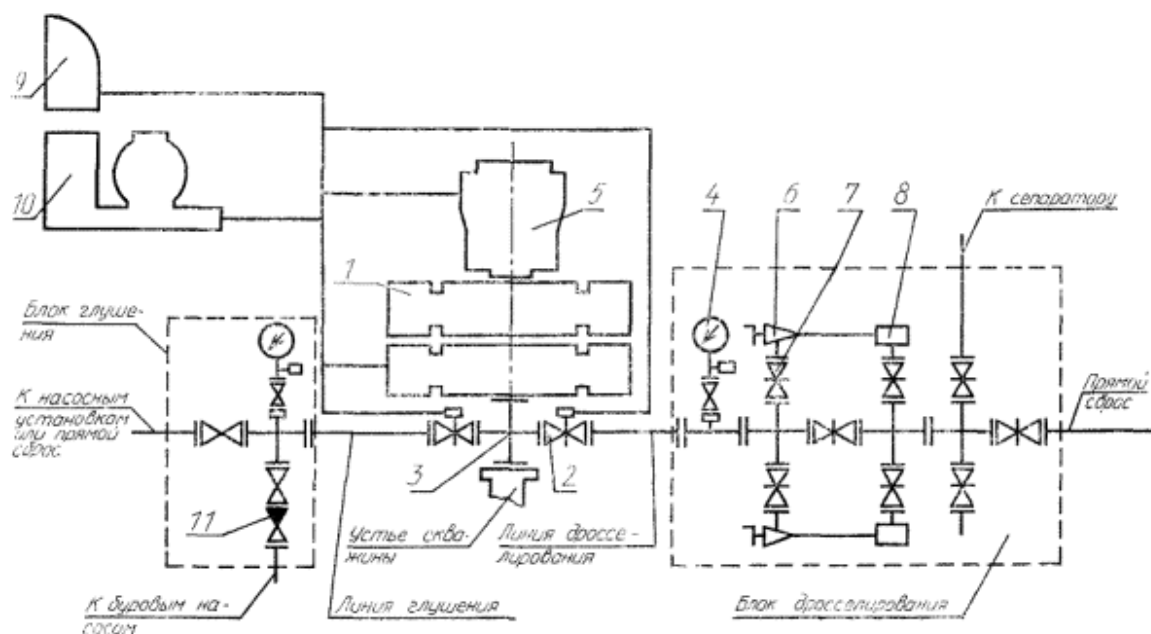


Рис. 4 Схема обвязки ОП

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения - режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учётом опыта уже пробуренных скважин, а также с учётом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный

60-710	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
710-3380	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
3380-4040	Хвостовик	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими и средними породами низкой и средней абразивности. Для интервала отбора керна проектируем бурильную головку с резцами PDC. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО.

В приложении О представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

В приложении П представлено проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения. Для всех интервалов принимались осевые нагрузки на основе статистических, аналитических и допустимых нагрузок на долото.

Все нагрузки рассчитаны по методике расчёта осевых нагрузок. Выбирается большее из величин и сравнивается с предельно допустимой нагрузкой на долото.

Выбранные осевые нагрузки соответствуют рекомендациям производителя и эффективному разрушению горной породы. Направление сложено мягкими горными породами, бурится с помощью ротора и имеет

минимальную осевую нагрузку. Кондуктор и эксплуатационная колонна сложены средними и твердыми горными породами с умеренной абразивностью, бурится с помощью долот PDC. Проектируемая нагрузка под кондуктор выбирается 90 кН, так как осевая нагрузка под направление составляет 80 кН, а для последующих колонн нагрузка должна быть больше предыдущего значения.

2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В приложении Р представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В интервале под направление (0-60) и хвостовик (3380-4040) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчётным. Это обусловлено тем, что бурение ведётся с помощью ротора и ротор не может выдать расчётную частоту вращения. Для кондуктора и эксплуатационной колонны приняты расчетные значения.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Бурение интервала под направление 0 – 60 метров производится роторным способом.

Для интервала бурения 60-710 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ВЗД ДРУ-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУЗ-172РС, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 5 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 5– Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-710	710-3380	1760-1790, 2800-2815, 3110-3120	3380-4040
Исходные данные						
D _д	м	-	0,2953	0,2207	0,2207	-
	мм	-	295,3	220,7	220,7	-
G _{ос} , кН		-	90	100	60	-
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5	1,5	-
Результаты проектирования						
D _{зд} , мм		-	236	198	198	-
M _р , Н*м		-	12336,53	16898,35	1650	-
M _о , Н*м		-	147,65	110,35	110,35	-
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,936	27,98	27,98	-

В таблице 6 приведены технические характеристики запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 6 - Технические характеристики запроектированных двигателей по интервалам бурения

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	60-710	240	9,57	2577	30-75	50-270	17,75	9121-552
ДРУЗ-172РС	710-3380	172	8,74	1226	19-38	40-140	15,60	56-193

2.3.6 Расчёт требуемого расхода бурового раствора

Произведён расчёт требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учётом дополнительных проверочных расчётов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в приложении С.

В таблице С.1 – Проектирование расхода бурового раствора.

В таблице С.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважины от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Согласно известной методике из полученных значений и результатам

строительства скважин из опыта трудовой деятельности при бурении на месторождениях в Томской области значения расхода выбраны: под направление – 60 л/с, под кондуктор – 60 л/с (т.к. бурение с большими расходами то приводит к размыву стенок скважины), под Эк. колонну – 25 л/с, для интервалов керноотбора – 18 л/с, под хвостовик – 15 л/с. Этого достаточно для очистки забоя от шлама, вынос шлама из скважины, предотвращение размыва стенок скважин, предотвращение прихватов.

2.3.7 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

В приложении Л представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчёт гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроджект».

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление - глинистый, для бурения интервала под кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну – полимерглинистый, для бурения интервала под хвостовик – биополимерный.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос AKR 270.

На рисунке 5 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

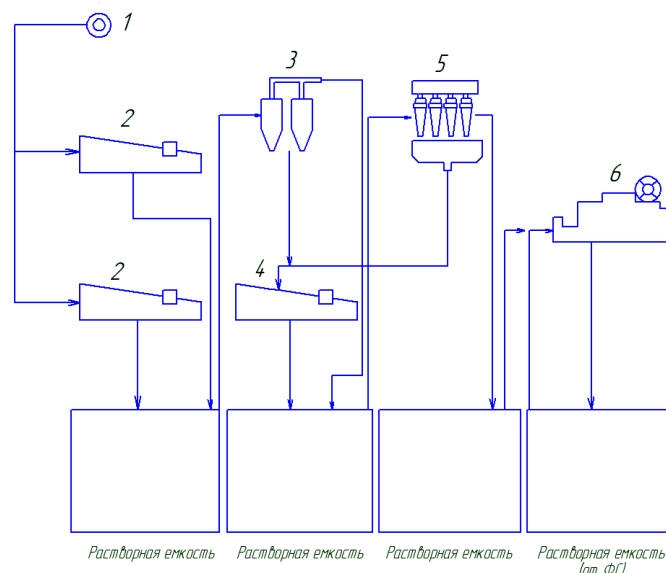


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито АкросFalcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито АкросFalcon; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос AKR – 363.

В приложении Н представлены технологические параметры буровых растворов.

В таблице Н.1 представлены параметры глинистого раствора для интервала под направление.

В таблице Н.2 представлены параметры полимер-глинистого раствора для интервала под кондуктор.

В таблице Н.3 представлены параметры полимер-глинистого раствора для интервала под эксплуатационную колонну.

В таблице Н.4 представлены параметры биополимерного раствора для интервала под хвостовик.

В приложении Т представлен компонентный состав буровых растворов.

В таблице Т.1– Описание компонентного состава глинистого раствора.

В таблица Т.2– Описание компонентного состава полимер-глинистого раствора для интервала под кондуктор.

В таблице Т.3– Описание компонентного состава полимер-глинистого

раствора для интервала под эксплуатационную колонну.

В таблице Т.4– Описание компонентного состава полимер-глинистого раствора для интервала под хвостовик

В таблице Т.5 приведены обоснования параметров и свойств бурового раствора.

В таблице Т.6 приведены результаты расчета потребного количества реагентов.

В таблице Таблица Т.7 приведены результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0-4040».

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчёт гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчёты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроджект».

В приложении К представлены результаты гидравлической промывки.

В таблице К.1 Гидравлические показатели промывки скважины.

В таблице К.2 режим работы буровых насосов.

В таблице К.3 распределение потерь давлений в циркуляционной системе.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой параметрической скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-

техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 26651760-1790; 2800-2815; 3110-3120.

Для отбора керна планируется использования бурголовка с PDC вооружением, для получения более качественного отбора керна. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия делаем вывод, что тип коллектора поровый. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя.

В таблице 7 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 7 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Технические средства для отбора керна	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1760-1790; 2800-2815; 3110-3120	Бурголовка БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	6	147	18

В таблице 8 представлен тип проектируемого кернаотборного снаряда.

Таблица 8 – тип проектируемого кернаотборного снаряда

Керно-приемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м	Диаметр керна, мм	Длина кернаприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-172/100 Кембрии	172	18 (3)	100	500	3-171	3-189	1480

2.4 Проектирование процессов заканчивания

2.4.1 Расчёт обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости ρ_{prod} , кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	769	глубина скважины, м	2700
высота столба буф. жидкости h_1 , м	510	высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	1710
высота цем. стакана h_{cm} , м	10	дин. уровень скважины h_d , м	2253

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учётом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

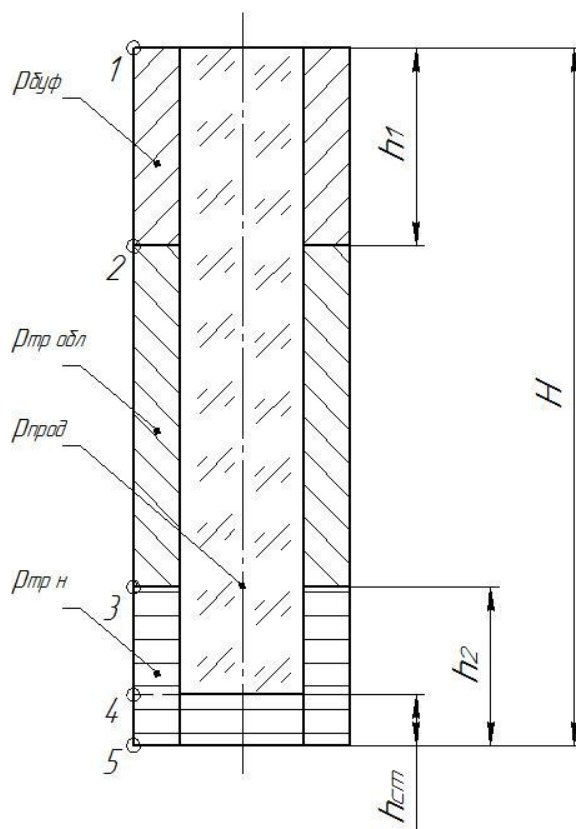


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 10 представлены результаты расчёта наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 10 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом устьевом давлении.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	510	1670	3370	3380
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,51	6,31	21,61	21,61

2 случай: Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения

На рисунке 7 представлена схема расположения при минимальном уровне жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения для эксплуатационной колонны.

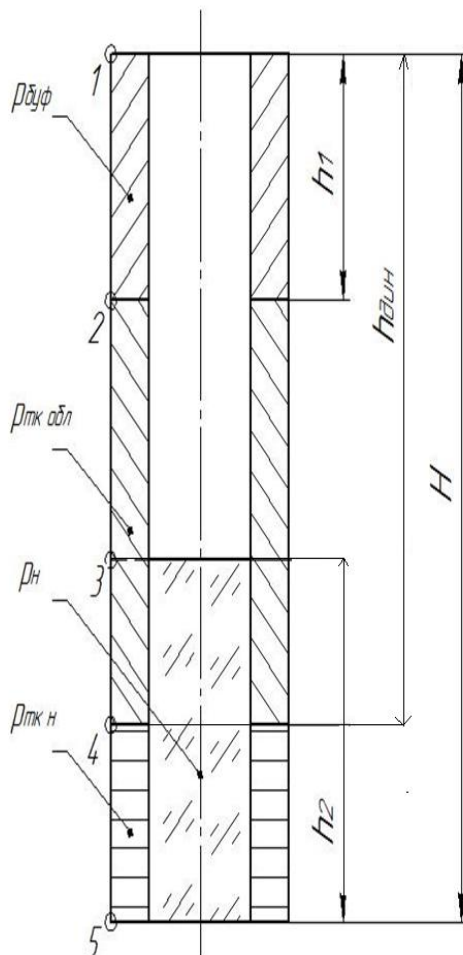


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 11 представлены результаты расчёта наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и минимальном уровне жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения.

Таблица 11 – Результаты расчёта наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и минимальном уровне жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	510	1670	2253	3380
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,61	24,39	30,50	46,56

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

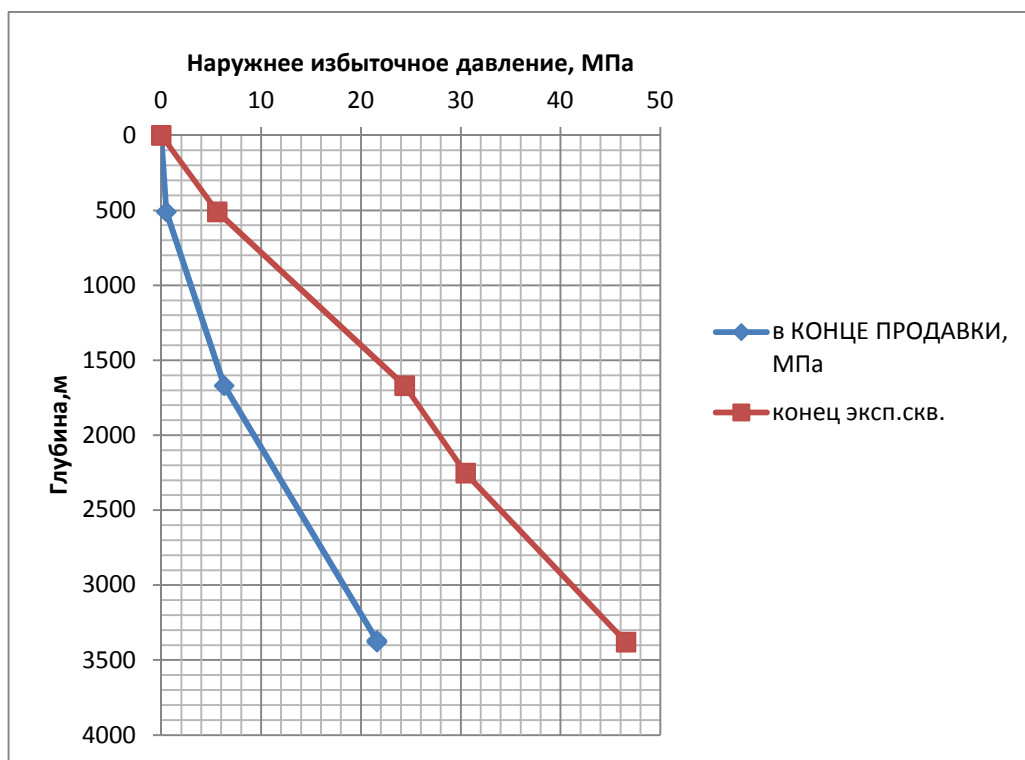


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится также как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учётом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 32,17 МПа.

В таблице 12 представлены результаты расчёта внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

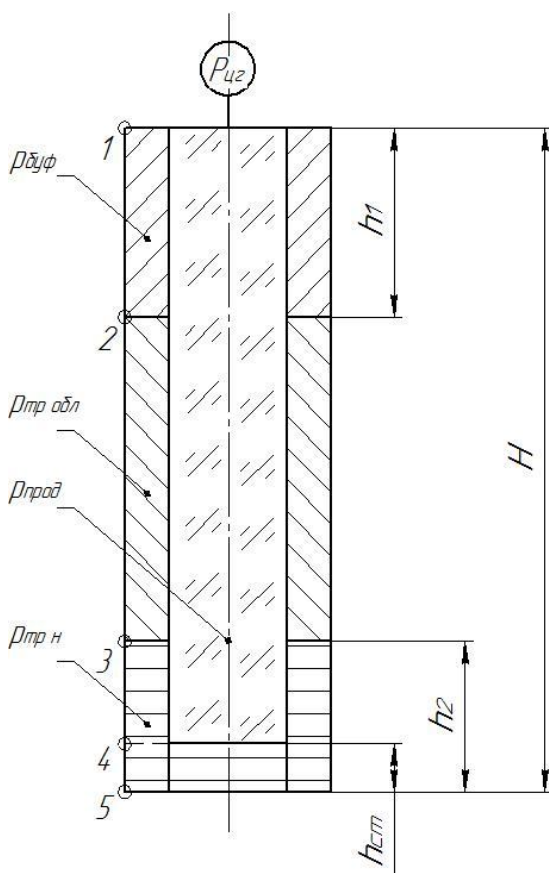


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки
тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает
максимального значения

Таблица 12 – Результаты расчёта внутренних избыточных давлений в каждой
точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	510	2750	3370	3380
Внутреннее избыточное давление, МПа	32,17	31,66	25,86	10,56	10,56

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при
опрессовке эксплуатационной колонны (с учётом выхода буферной жидкости
до поверхности).

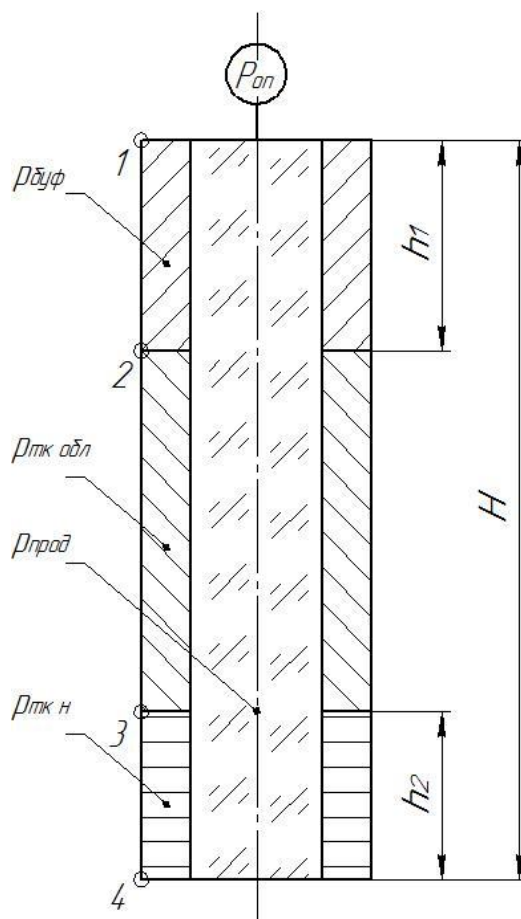


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 18,96 МПа.

В таблице 13 представлены результаты расчёта внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 13 – Результаты расчёта внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	510	2750	3380
Внутреннее избыточное давление, МПа	18,96	18,45	17,00	9,73

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

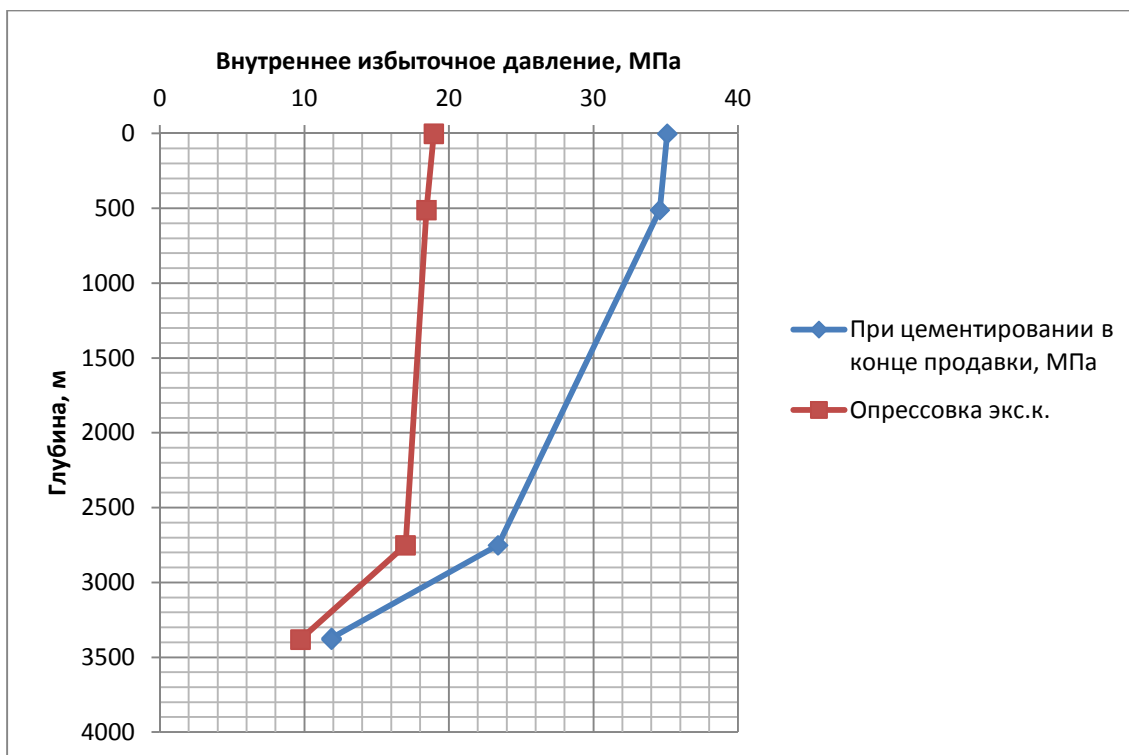


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
5	Е	11,5	430	0,471	202,53	1472,96	0-430
4	Е	8,1	840	0,339	284,79	1270,43	430-1270
3	Е	9,2	250	0,471	117,75	985,64	1270-1520
2	Е	10,4	190	0,428	81,32	867,89	1520-1710
1	Е	11,5	1670	0,471	786,57	786,57	1710-3380

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{пг}$$

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гпр}$$

$$55,74 > 38,64$$

$$55,74 > 42,94$$

Условие недопущения гидроразрыва не выполняется, следовательно, проектируется прямое двухступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчёта сводятся в таблицу 15.

Таблица 15– Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объём жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объём воды для приготовлени я жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, т	НТФ, кг
Продавочная жидкость	67,6		1000	67,6	Техническая вода	67,6	-
Буферная жидкость	18,7 1	4,67	1100	18,71	МБП-СМ	327,4 кг	-
		14,03			МБП-МВ	210,5 кг	

Тампонажный раствор нормальной плотности	12,62	1900	24,04	ПЦТ - II - 100	43,71	5,2
				НТФ		
Облегченный тампонажный раствор	24,52	1500	20,23	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	18,39	10,1
				НТФ		

2.4.3 Гидравлический расчёт цементирования скважины

2.4.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведён пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной ёмкости.

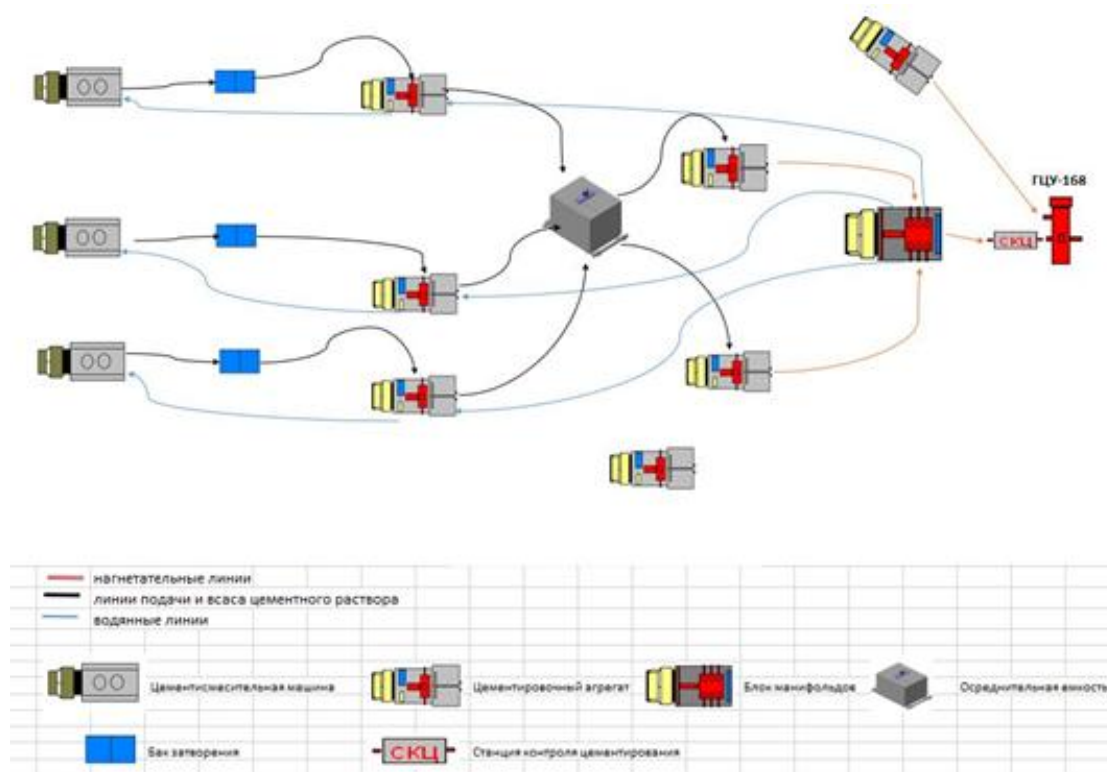


Рисунок 12— Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

В приложении М приведена технологическая оснастка обсадных колонн.

2.4.4.1 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 30 м (гл. 1760-1790 м), 15 м (2800-2815 м) и 10 м (3110-3120 м).

Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования ПКТ73 предназначен для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах с температурой до 150 градусов.

При учёте спуска перфоратора на трубах НКТ, максимальная длина составляет 500 м, следовательно, перфорация будет осуществлена за один рейс.

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Основные технические характеристики

Обозначение	Поперечный габарит, мм/минимальный проходной диаметр колонны труб, мм	Минимальное/максимальное давление применения, МПа	Максимальная длина перфоратора (на кабеле/ на трубах), м	Заряд		Максимальная плотность перфорации, отв./м	Параметры пробивной способности	
				Обозначение	Масса ВВ, г		По бетонной мишени контроля качества	
							Глубина пробития, мм	Диаметр вход.отв., мм
ПКТ73	73/88	0,1/100	10/500	ЗПКТ73-ДЦ	15	20	750	8

Для вызова притока выбран метод свабирования. Сваб представляет собой трубу, в верхней части которой расположен клапан, открывающийся вверх. Конструкция сваба представлена в приложении Д.1. Сваб опускается в колонну НКТ на тонком стальном канате. Уплотнение пространства между свабом и внутренним диаметром НКТ осуществляется 3-4 резиновыми манжетами, армированными проволоочной сеткой. Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу. При этом клапан открывается и жидкость, находящаяся в колонне НКТ, свободно проходит в пространство выше сваба. При движении сваба вверх клапан закрывается, и зашедшая жидкость выталкивается на поверхность.

Для проведения операций по свабированию выбирается скважинное оборудование КС 62, которое включает в себя: узел заделки каната, шаблон,

штанга, скрепер, ударник сваба, извлекатель сваба, сваб, штанга грузовая.

Испытания скважины будут проводиться в пилотном стволе с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб.

Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-146.

Комплекс предназначен для гидродинамических исследований пластов, вскрытых в процессе бурения разведочных, поисковых, опорно-параметрических скважин в открытом стволе диаметром от 187 до 295 мм и обсадной колонне диаметром от 219 до 324 мм.

Управление комплексом осуществляется посредством вращения и вертикальным перемещением труб.

В приложении Д.1 изображён состав комплекса испытательного оборудования КИИ 3-146.

Данный комплекс позволяет исследовать пласт селективно в многоцикловом режиме; отбирать герметизированные пробы пластового флюида; оценивать гидродинамические параметры околоствольной и удаленной зоны пласта и их изменение в процессе многоциклового испытания; дренировать призабойную зону пласта и очищать забой скважины.

В процессе испытания скважины происходит отбор проб, что позволяет провести дальнейший анализ нефти содержащейся в пласте.

2.5 Выбор буровой установки

Исходя из условной глубины бурения, ожидаемого веса бурильной колонны (67 т.), веса обсадной колонны (89 т.), опыте бурения в условиях западной Сибири, надёжности и экономической эффективности для бурения выбирается буровая вышка Уралмаш 3Д-76. В приложении С представлено проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины.

3 Прихваты

В процессе бурения и испытания нефтяных и газовых скважин вследствие явлений горно-геологического характера возникают нарушения технологического процесса, называемые осложнениями. Это поглощения буровых и тампонажных растворов, нефтегазоводопроявления, выбросы пластовых флюидов с буровым раствором, прихваты бурильных и обсадных колонн, осыпи и обвалы горных пород. В проектах на строительство буровых скважин предусматриваются возможности и условия появления осложнений, разрабатываются мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Но эти расчёты не всегда основаны на точной информации о горно-геологических условиях бурения. Проходка разведочных скважин нередко проектируется по информационным данным о горных породах и пластовых флюидах, полученным по соседним площадям. Именно этим объясняется возникновение ситуаций, когда основные технологические параметры становятся несовместимыми с условиями бурения.

Определённая часть осложнений переходит в аварии. Аварией считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом.

Основной причиной возникновения аварий является нарушение параметров технологии бурения буровой бригадой, несоблюдение инструкций и требований проектных документов.

Изучение аварий, методов их предупреждения и ликвидации является актуальной проблемой для Западной Сибири. Например, в период 1981-1985 г.г. при бурении эксплуатационных скважин за год возникало до 260 аварий. Потери проходки от аварий составили 300 тысяч метров, т.е. около 120 нефтяных скважин ежегодно не вступало в строй.

На разведочных скважинах в 1980-1990 г.г. ежегодно возникало 110 аварий. Время на их ликвидацию составило 68 тыс. часов в год, а 25 скважин

списывалось по техническим причинам.

3.1. Прихват бурильных и обсадных колонн

Прихватом бурового инструмента в скважине называют потерю им (или каким-либо прибором) подвижности, восстановить которую не удаётся без применения специальных мер. Прихват бурового инструмента встречается довольно часто и относится к числу наиболее тяжёлых видов осложнений.

В качестве признаков возможного прихвата колонны при движении в стволе скважины служат её затяжки и посадки. Затяжка колонны возникает при подъёме в виде значительного увеличения нагрузки на крюке сверх собственного веса труб. Посадка инструмента происходит при его спуске и выражается в существенном снижении нагрузки на крюке, отмеченном гидравлическим индикатором веса (ГИВ). При прохождении сужений, желобных выработок, уступов иногда возникают ситуации, когда колонна при технически допустимой разгрузке на крюке не идёт вниз. Обычно прихват труб возникает не мгновенно, поэтому его можно предотвратить. Основной причиной образования прихвата труб следует считать нарушение правил технологии бурения исполнителями работ. Как и любой другой вид аварий, прихват требует изучения обстоятельств его возникновения.

К ним относятся: состояние ствола скважины, в том числе наличие зон осыпей, обвалов, сужений ствола, расположение уступов, горизонтов, поглощающих буровой раствор, или пластов, проявляющих флюиды. Изучается состояние бурильной колонны и продолжительность её работы. Важную роль при возникновении прихвата играет состояние технологии промывки скважины и наличие в буровом растворе смазывающих добавок.

3.1.1 Классификация прихватов

Дифференциальные прихваты возникают ввиду взаимодействия

механических и адгезионных сил. Эти силы действуют совместно. В зависимости от условий в скважине их соотношение меняется. Силы действующие при дифференциальном прихвате: силы механического прижатия труб к стенке скважины (связанные с действием перепада давления и горизонтальной составляющей веса колонны труб) и адгезионные силы взаимодействия (зависящие от свойств фильтрационной корки, состояния контактной зоны и площади контакта).

Механические прихваты возникают в основном из-за помех при перемещении или вращении бурильной колонны. При этом циркуляция затруднена или невозможна. Они могут быть обусловлены следующими условиями бурения:

- Недостаточная очистка ствола;
- Причины, связанные со свойствами формаций;
- Некалиброванный ствол;
- Желобообразование.

3.2 Методы предупреждения прихватов колонны труб

3.2.1 Основные правила предупреждения прихватов при проектировании строительства скважин

Меры по предотвращению прихватов определяются, прежде всего, на стадии разработки проекта строительства скважины или группового технического проекта ряда скважин с однотипными проектными решениями. Устранение или минимальная возможность возникновения прихватоопасной ситуации в конкретных горно-геологических условиях решается по следующим направлениям:

- Выбор конструкции скважины производится на основе выделения зон с несовместимыми условиями бурения и разобщения их спуском и цементированием обсадных колонн.

- Определяются прихватопасные интервалы и устанавливаются разновидности прихватов, которые могут возникнуть при бурении их.
- Выбирается вид промывочной жидкости, соответствующий горным породам геологического разреза. Современные требования к промывочной жидкости, способной предотвратить прихваты труб, включают необходимость быть инертной по отношению к породам в целях нерастворения их и неснижения прочности стенок скважины, обладать хорошей смазочной способностью и малым содержанием твердой фазы.
- При расчёте плотности бурового раствора для вскрытия нефтегазоводонасыщенных пластов, включенных в один интервал совместимых условий, выбирается пласт с максимальным градиентом пластового давления. Выбор минимального превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (репрессии) производится по рекомендации, приведённой в табл.17

Таблица 17 - Минимальная величина репрессии

Глубина скважины (интервала), м	Минимальное превышение давления столба раствора над пластовым (репрессия), МПа	
	для нефтеводонасыщенных пластов	для газоносных, газоконденсатных пластов и пластов в неизученных
< 1000	1,0	1,5
1001 - 2500	1,5	2,0
2501 - 4500	2,0	2,25
> 4501	2,5	2,7

- Разработка режима промывки должна учитывать энергетические показатели работы гидравлического забойного двигателя, эффективность удаления шлама с забоя и установления такого режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве, который хорошо выполняет функции гидротранспорта шлам к устью

скважины.

- Выбирается рациональная конструкция бурильной колонны, подбираются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для каждого участка профиля скважины.
- Перед началом забуривания бурильные трубы опрессовываются на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза, но не менее чем на 30 МПа. Последующие опрессовки необходимо проводить через 800 часов механического бурения, а также перед проведением ответственных работ в скважине и после ликвидации сложных аварий, например, глушения открытых фонтанов и ликвидации прихватов колонны.
- Разрабатывается график строительства скважины и материально-технического обеспечения буровой для предотвращения перерывов в процессе бурения.
- Для скважин, время строительства которых превышает 1 месяц, должна быть составлена "Профилактическая карта по безаварийному ведению работ", в которой указывается перечень всех мероприятий по предотвращению аварий, включая и прихваты труб, плановый и фактический срок их выполнения.

3.2.2 Общие технологические меры предупреждения прихватов

В процессе проводки скважины основное внимание уделяется контролю за технологическими свойствами бурового раствора и показателями режима промывки ствола скважины.

Параметры бурового раствора должны соответствовать геолого-техническому наряду (ГТН). Отклонения фактической плотности раствора от проектной не должны быть более $\pm 20 \text{ кг/м}^3$ - при плотности в целом до 1450 кг/м^3 и более чем $\pm 30 \text{ кг/м}^3$ для растворов с большей плотностью.

Для контроля режима промывки на выходе буровых насосов

устанавливаются манометры, регистрирующие изменение давления в нагнетательной линии. При снижении давления, в случае нормальной работы насосов, бурильную колонну необходимо поднять, установить место промоин и заменить поврежденные элементы колонны. Плановые профилактические опрессовки труб при давлении 20 МПа, а также дефектоскопия их проводятся в соответствии с профилактической картой по безаварийному ведению работ.

С целью контроля показателей свойств раствора буровая должна быть оснащена комплексом приборов и устройств КЛР-1 и снабжена набором химических реагентов, указанных в карте по интервальной обработке бурового раствора.

При бурении должен быть организован контроль за следующими параметрами раствора: плотность, водоотдача, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, толщина фильтрационной корки, показатель pH, содержание песка и смазочных добавок. Регистрация показателей свойств производится в специальном журнале, где указываются также объем и время ввода в буровой раствор химических реагентов, утяжелителя, смазочных добавок.

Для повышения противоприхватной способности раствора необходимо постоянно поддерживать в нём требуемое количество смазочных веществ, например, нефти, СМАД-1 (смесь дизельного топлива с окисленным петролатумом), СГ (смесь гудронов). ГКЖ-10 или ГКЖ-11 (гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость), графита. За последние годы нашли применение новые смазочные добавки (рыбожировая смазка, смазки на основе синтетических жирных кислот - Спринт, ЭКОС-Б и другие), обладающие экологической безвредностью и достаточно высокой смазочной способностью. В этой работе описывается также эффективное применение стеклянных и пластмассовых шариков диаметром $(0,25-0,65) \cdot 10^{-3}$ м в качестве противоприхватных добавок к буровому раствору.

Не разрешается оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно против пористых и проницаемых пород, а также пород,

склонных к осыпям и обвалам.

При вынужденном оставлении инструмента в открытом стволе следует вести промывку забоя и по возможности вращать колонну ротором или ключами. В случае временного (до 0,5 часа) прекращения промывки скважины необходимо поднять колонну труб от забоя на длину ведущей трубы и систематически, с интервалом 2-5 минут расхаживать и проворачивать ротором. При длительных остановках (более 30 минут) инструмент следует поднять в обсадную колонну.

В случае если, во время СПО произошла поломка подъёмного механизма при нахождении бурильной колонны в открытом стволе, необходимо колонну подвесить на ротор, навернуть ведущую трубу, восстановить циркуляцию и проворачивать колонну ротором.

При спуске в скважину инструмента с долотом, отличающимся формой, размерами от долота предыдущего рейса, а также более жёсткой КНБК, следует проявлять осторожность. В случае возникновения посадок необходимо спуск колонны превратить, поднять её на длину ведущей трубы и проработать интервал. Интервалы посадок, затяжек, желобов, уступов, обвалов должны быть отмечены в буровом журнале и суточном рапорте бурового мастера. Углубление скважины при возникновении затяжек, посадок, подклиниваний из-за осыпей, обвалов, выпучивания пород, интенсивного роста фильтрационной корки должно быть прекращено.

3.2.3 Предупреждение заклинивания низа колонны

Заклинивание низа колонны при её движении по стволу. Профилактика прихватов этого вида может включать следующие меры:

После окончания рейса проводится осмотр и изучение износа отработанного долота с регистрацией параметров износа.

Перед спуском нового долота бурильщик обязан иметь следующую информацию:

- величина проходки, выполненной отработанным в последнем рейсе

долотом;

- интервалы посадок и затяжек, возникших в последнем рейсе и ранее, и их величины;
- техническое состояние нового долота.

Спуск нового долота следует вести осторожно, не допуская посадок более 30 – 40 кН. При возникновении посадок необходимо спуск прекратить, колонну поднять на длину ведущей трубы, интервал посадок и затяжек проработать. Интервал проходки ранее отработанным долотом должен быть проработан с осевой нагрузкой около 30 кН. Необходимо осторожно спускать новые КНБК. Ствол скважины время от времени шаблонируется специальной компоновкой.

Не разрешается вести углубление ствола скважины ниже прихватоопасных интервалов более 36 - 40 часов после их последней проработки. После того, как это время истекло, бурильная колонна поднимается на необходимую высоту и интервалы затяжек и посадок прорабатываются. В особых случаях разрывы времени между проработками ствола могут быть сокращены.

Необходимо ограничивать скорости спуска и подъёма инструмента в интервалах затяжек и посадок.

3.2.4 Заклинивание труб в желобных выработках

Рекомендации по предотвращению прихватов бурильных колонн в желобах разработаны во ВНИИКрнефть. Ниже приведены основные правила предупреждения возникновения желобов в стволе скважины, предупреждения прихвата инструмента в желобных выработках перечислены основные меры по разрушению желобов и первоочередные действия буровой бригады при возникновении прихвата.

При проектировании и проходке скважин необходимо учитывать следующие факторы:

- а) конструкция скважины должна быть такой, чтобы интервалы залегания пород, склонных к желобообразованию, были пройдены с минимально возможным числом рейсов бурильной колонны с последующим закреплением обсадными трубами;
- б) в вертикальных скважинах в интервалах бурения под кондуктор и техническую колонну не допускается изменение зенитного угла более 1° на 100 м. Абсолютное значение угла искривления не может быть более $3 - 4^{\circ}$;
- с) рекомендуется проходку участков ствола скважины, в которых возможно интенсивное желобообразование, сначала вести долотом, диаметр которого меньше проектного, с последующим расширением ствола.

При бурении наклонно направленных скважин целесообразно предусмотреть в профиле ствола прямолинейный наклонный участок с длиной, большей предполагаемого интервала интенсивного образования желобов. Это позволит в 2 - 3 раза снизить рост желобообразования.

Необходимо организовать периодические замеры конфигурации ствола профилемером для контроля за образованием и развитием желобов. Первый замер производится при достижении скважиной глубины 500 м ниже башмака первой промежуточной колонны, а последующие - через 200-300 м бурения.

Не изменять по возможности компоновку низа бурильной колонны.

Разрушение желобов рекомендуется проводить проработкой расширителем или взрывом торпед.

В компоновке для проработки интервала ствола с желобными выработками предусматривается размещение лопастного или шарошечного расширителя с хвостовиком из бурильных труб длиной 300 – 400 м. При проработке отвода промывка должна производиться с максимальным расходом, а скорость проработки должна быть ограничена.

При наличии большого угла искривления или невозможности размещения расширителя над хвостовиком достаточной длины жёлоба следует разрушать взрывом специальных гибких торпед в интервалах пород

повышенной твёрдости или торпед из детонирующего шнура (ТДШ) в мягких и средней твёрдости породах.

Для предотвращения попадания бурильных труб в жёлоб в компоновку устанавливают спиральные четырехлопастные центраторы, изготовленные из УБТ длиной 1 - 1,2 м, с наваркой спиральных рёбер. Наружный диаметр центратора должен быть в 1,35-1,45 раз больше ширины желобной выработки, определенной по результатам профилометрии.

При обнаружении признаков попадания инструмента в желобную выработку запрещается его освобождение путём расхаживания с натяжением сверх собственного веса. Бурильщик обязан принять следующие первоочередные меры:

Попытаться сбить бурильную колонну вниз разгружая её на 200-300 кН и не доводя натяжение колонны до её собственного веса. Попытку следует повторить до 4 - 5 раз.

Пытаться подсоединить ведущую трубу, восстановить циркуляцию и повернуть инструмент ротором с разгрузкой веса на 30 – 40 кН.

3.2.5 Предупреждение заклинивания колонны шламом или утяжелителем

Прихваты инструмента осевшим шламом или утяжелителем возникают из-за нарушений режима промывки скважины и других правил технологии бурения. Для предупреждения их необходимо выполнять следующие правила:

Не допускать отклонений от программы качественной промывки ствола скважины, в частности после окончания долбления и в случае обвалообразования.

Буровой раствор должен быть стабильным, его вязкость и статическое напряжение сдвига не должны быть менее значений, указанных в ГТН.

Не оставлять колонну труб в скважине без промывки. Для реализации этой цели необходимо:

Обеспечить непрерывный контроль за давлением в нагнетательной системе. Для этого следует следить за исправностью регистрирующих манометров на выкиде буровых насосов.

Не допускать промывов бурильной колонны. Для этого необходимо не реже одного раза в месяц проводить профилактическую опрессовку бурильной колонны на давление 20 МПа. При падении давления во время рейса следует, если работа насосов будет признана нормальной, провести осмотр инструмента, а в случае необходимости, опрессовку. Дефектоскопию бурильной колонны необходимо проводить согласно плану буровой организации.

В случае возникновения прихвата вследствие оседания шлама, утяжелителя или цемента бурильщик предпринимает следующие первоочередные меры:

Восстанавливает циркуляцию одним клапаном насоса с постепенным увеличением расхода раствора до нормального.

Расхаживает и пытается повернуть инструмент при натяжении в пределах собственного веса.

3.2.6 Предупреждение прихватов обсадных колонн

Все работы по проведению крепления скважины проводят по заранее составленному и утвержденному, главным инженером буровой организации, плану. Последний составлен с учётом геолого-технических условий месторождения, состояния и степени износа механизмов буровой установки, оснастки, инструментов, фактического состояния ствола скважины, отклонений от технологии бурения скважины под данную обсадную колонну. Важное значение для предупреждения прихватов имеют подготовительные работы, главная цель которых - обеспечить непрерывное ведение работ по креплению скважины. Это позволит исключить возможность перерывов в спуске обсадной колонны и избежать возникновения прихватоопасных ситуаций.

Проверяется состояние фундаментов, оснований, буровой вышки, оборудования для СПО, противовыбросового оборудования, буровых насосов и

других элементов циркуляционной системы, контрольно-измерительных приборов. Обнаруженные недостатки исправляются, неисправный инструмент и оборудование заменяются или ремонтируются.

На одном плашечном превенторе производится установка плашек под обсадные трубы. Для дублирования возможностей герметизации заколонного и внутриколонного пространства подготавливается стальная бурильная труба под трубные плашки второго превентора с открытым шаровым краном или обратным клапаном и переводником для навинчивания на обсадную колонну. Производится опрессовка.

Подготовка ствола скважины является важнейшим мероприятием по предупреждению прихватов обсадных колонн. До начала подготовки ствола выполняется комплекс заключительных геофизических исследований, благодаря которому получают основные данные для плана проработки скважины. При этом уточняется глубина установки башмака колонны, интервалы сужения ствола, размеры каверн и объём скважины, интервалы и места установки элементов технологической оснастки. Ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений компоновкой инструмента, применённой в последнем рейсе при бурении, и калибруется на всю глубину спуска обсадной колонны. После калибровки скважина промывается в течение 1,5 - 2 циклов до полной очистки ствола от шлама и выравнивания параметров раствора.

Спуск обсадной колонны проходит под руководством ответственного инженерно-технического работника. Не допускается отклонений от плана спуска колонны без согласования с главным инженером.

Скорость спуска обсадной колонны должна быть ограничена.

3.3 Способы ликвидации прихватов

Для ликвидации прихватов применяют следующие способы:

- установка жидкостных ванн,
- встряхивание прихваченного участка колонны взрывом торпед;

- применение ударных механизмов;
- использование гидроимпульсного способа;
- гидровибрирование колонны труб.

3.3.1 Установка жидкостных ванн

Это один из основных наиболее распространённых способов ликвидации прихватов. Он эффективен для освобождения труб в проницаемых породах, когда колонна прижата к стенке скважины перепадом дифференциального давления. По данным, 65 % прихватов этой категории ликвидируется путём установки жидкостных ванн. Способ не рекомендуется для освобождения колонн, заклиненных посторонними предметами, обвалившейся горной породой, в желобах, в суженной части ствола, а также бурильных труб в нарушенной обсадной колонне. Основным условием применения жидкостной ванны является сохранение циркуляции бурового раствора при прихвате. В зависимости от литологического состава пород в зоне прихвата применяют нефть, дизельное топливо, воду, кислоты, щелочи, а также комбинированные по составу ванны. Перед установкой жидкостной ванны определяют суммарное гидростатическое давление столбов бурового раствора и агента ванны.

Оно должно превышать пластовое давление самого высоконапорного горизонта в открытом стволе скважины на 5 – 10 %. Если это условие не соблюдается, то буровой раствор следует утяжелить. При выборе агента жидкостной ванны следует использовать рекомендации работы.

3.3.2 Установка противоприхватных ванн

Закачать буферную пачку для турбулентного потока: нефть, рапу, морскую воду (вязкость 100 г_{рт} > раствора, плотность 0.12 г/см³ > раствора).

Закачать противоприхватную пачку (плотность 0.12-0.24 г/см³ > раствора).

Объём ванны должен быть в 1.5 раза больше объёма КП в зоне прихвата.

Выжидать до 20 часов (минимум), одновременно расхаживая и проворачивая инструмент.

Если через 40 ситуация не улучшилась, перейти к альтернативным решениям.

Вымыть ванну полностью.

3.3.3 Использование взрывного способа ликвидации прихватов

Способ получил название "встряхивания". Взрыв торпеды из детонирующего шнура (ТДШ) в зоне прихвата создает ударную волну, отрывающую трубы от стенки скважины или сальника. При этом происходит ослабление сил сцепления колонны с затрубной средой. При прижатии инструмента к стенке скважины перепадом давления "встряхивание" может привести к кратковременному выравниванию давления вокруг трубы и снятию прижатия. В случае расхаживания или отбивки ротором колонна может быть освобождена.

Торпедирование в определённых условиях может помочь восстановлению циркуляции бурового раствора, а это обстоятельство должно решительным образом изменить ситуацию с прихватом в лучшую сторону. В случае заклинивания долота при роторном бурении производят взрыв фугасной торпеды, спущенной к долоту.

"Встряхивание" КНБК с предварительным её натяжением может привести к ликвидации прихвата.

Все работы по подготовке взрыва, выбору заряда, проведению торпедирования производятся по регламенту работы. Величина заряда торпеды определяется из условий обеспечения необходимого эффекта и недопущения повреждения труб.

Длина ТДШ должна на 5 – 10 м превышать длину прихваченного участка труб, а масса заряда не должна быть более 5 кг. При превышении интервала прихвата величины 100 м торпедирование следует проводить по участкам.

Работы по торпедированию выполняются в следующей последовательности:

- выясняется причина возникновения прихвата;
- проводится расхаживание колонны и промывка скважины;
- определяется участок прихваченной колонны;
- в скважину спускает шаблон. В это время собирают торпеду заданной длины и опускают в скважину против всей длины участка прихвата;
- производится натяжение колонны с максимально допустимым усилием. Это правило не относится к прихватам, возникшим при затяжках труб в суженный участок ствола или в желобной выработке;
- колонна проворачивается ротором на максимально допустимое число оборотов;
- осуществляется взрыв;
- колонна расхаживается или отбивается ротором;
- кабель, груз и головка извлекаются из скважины, она промывается, освобожденная колонна поднимается.

Взрывной способ при ликвидации прихватов применяется также для следующих целей:

- отсоединение неприхваченной части колонны труб ослаблением резьбового соединения с последующим развинчиванием;
- освобождение свободной части колонны обрывом труб.

3.3.4 Применение ударных механизмов (УМ)

Ударные устройства, называемые ещё ясами, предназначены для освобождения прихваченных бурильных колонн ударами вверх и вниз. Наибольшая эффективность достигается при ликвидации прихватов типа заклинивания. В основе любого УМ обязательно наличие бойка, перемещающегося в корпусе и наносящего удары по наковальне, жёстко связанной с прихваченной частью колонны.

Различают следующие виды УМ:

- со свободным бойком, наносящим непрерывные удары по наковальне с силой, пропорциональной собственной массе. Эти УМ известны как гидроударники или гидровибраторы;
- с бойком и присоединённой к нему массой в виде части бурильной колонны, на которой УМ спущен к месту прихвата.

УМ первого типа генерирует вибрации с частотой 25 – 50 Гц, передающиеся к месту контакта труб с глинистой коркой, сальником или шламом. Под действием вибрации происходит разжижение среды в зоне её контакта с инструментом, уменьшается её прочность на сдвиг, а, следовательно, уменьшается сопротивление перемещению прихваченной колонны. Устройства данного типа не нашли широкого применения.

УМ второго типа (яссы) имеют две разновидности: непрерывного действия и единичного. Механизмы первой разновидности не вышли из стадии лабораторных разработок, а устройства единичного действия применяются в различных регионах России и стран СНГ. Например, гидравлический ударный механизм (ГУМ), разработанный в ВНИИБТ, возбудитель упругих колебаний (ВУК) института механики МГУ, устройство для ликвидации прихватов (УЛП) института ВНИИКрнефть, ясс механический (Украина). Все эти механизмы имеют корпус, боёк, наковальни и захватно-освобождающее устройство или замок. Боёк связан с колонной труб, на которых спускается УМ, а корпус и наковальни соединяются с прихваченными трубами. Замок у всех перечисленных механизмов имеет различную конструкцию, но его назначение одинаково: после зарядки замка создаются условия упругого продольного деформирования части бурильной колонны, а после разрядки замка освободившийся боёк вместе с присоединенной массой ударяет по наковальне.

3.3.5 Гидроимпульсный способ (ГИС)

Применяется для освобождения инструмента, прихваченного перепадом давления, сальником, заклиниванием в желобах и посторонними предметами. Способ не требует длительной подготовки и его применение может быть

достаточно быстрым.

Механизм и ликвидации прихвата реализуется путём разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, находящейся внутри труб.

Верхний конец бурильных труб оборудуется нагнетательной головкой с кранами высокого давления, на отводных патрубках, задвижкой и диафрагмой. Колонна разгружается полностью или частично и подвешивается на тросах. В бурильную колонну закачивают воду или нефть, или дизельное топливо, или газ, при этом плотность бурового раствора в затрубном пространстве не должна быть менее 1350 кг/м^3 .

При разрыве диафрагмы давление в колонне резко падает, происходит перемещение труб из-за снижения растягивавших напряжений, а также переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы с большой начальной скоростью и кратковременное снижение перепада давления вследствие понижения уровня раствора в затрубном пространстве. В случае возобновления расхаживания инструмент может быть освобождён после проведения 1 - 5 импульсов.

Ограничения для применения ГИС следующие:

- негерметичность бурильной колонны;
- наличие в открытом стволе слабосцементированных пород, склонных к обвалам;
- плотность бурового раствора менее 1350 кг/м^3 ;
- зашламлённость забоя с возможным закупориванием промывочных каналов буровых долот и прекращением циркуляции.

3.3.6 Гидровибрирование колонны труб

Гидровибрирование не является самостоятельным способом ликвидации прихвата. Оно применяется в сочетании с расхаживанием колонны и установкой жидкостных ванн. Колебательные волны гидравлического канала передаются колонне труб. Вибрирование труб вызывает выделение свободной

воды в зоне контакта трубы и фильтрационной корки, тем самым происходит снижение коэффициента трения и нарушение контакта труб со стенками скважины.

Гидровибрирование достигается отключением на время компенсаторов буровых насосов и оставлением в насосе в работе одного нагнетательного и одного всасывающего клапана.

3.3.7 Метод снижения уровня бурового раствора в скважине

Промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора и соответствия их требованиям проекта. Производят обвязку циркуляционной системы с учетом осуществления закачки воды вместо бурового раствора в бурильную колонну при помощи цементируемых агрегатов и контроля объема отбора ее из скважины путем пропуска через задвижку.

Закачивают расчетный объем воды в бурильную колонну и фиксируют давление в конце закачки. Осуществляют натяжение бурильной колонны до максимально безопасной нагрузки.

Отбирают из бурильной колонны через задвижку объем воды, необходимый для снижения уровня в затрубном пространстве до расчетной величины. Скорость отбора при этом должна быть минимальной. После понижения уровня жидкости в затрубном пространстве до расчетной величины бурильную колонну расхаживают. При освобождении бурильной колонны ее расхаживают, удаляют воду, скважину промывают, а затем поднимают бурильную колонну.

3.4 Выбор метода ликвидации

На основании анализа обстоятельств и причин аварии выбирают метод ликвидации прихвата. Общие принципы метода ликвидации прихвата следующие. Вначале рекомендуется применять методы, позволяющие ликвидировать прихват силами буровой бригады, без привлечения к этому

дополнительных материалов. Выявляют возможность использования гидровибрирования насосами, гидроимпульса, способа снижения давления в зоне прихвата понижением уровня раствора в затрубном пространстве или способа многократного снижения давления в скважине путем закачивания в трубы жидкости с меньшей плотностью, чем у бурового раствора (например, воды, нефти и т. д.), и последующего резкого снижения давления (повторяя этот цикл несколько раз). Применяют наиболее подходящий метод или последовательно один за другим.

Метод снижения уровня бурового раствора в затрубном пространстве, основанный на принципе сообщающихся сосудов. Этим методом снижается гидростатическое давление на прихваченные трубы и на проницаемый пласт. Простота и быстрота возможности его осуществления позволяют рекомендовать его как первоочередной. Если этот метод осуществить невозможно или он не дал положительных результатов, то колонну пытаются освободить жидкостной ванной, используя соответствующую жидкость.

При заклинивании колонны труб эффективно производить встряхивание колонны взрывом торпеды или применить механические средства. Если возможно в короткие сроки (через 3—5 ч) провести встряхивание колонны труб взрывом торпеды, то используют данный способ. Сначала пытаются освободить заклиненную колонну методом, исключающим разъединение бурильной колонны, и только после этого решается вопрос применения ударных механизмов, для установки которых обязательно требуется разъединение бурильной колонны над верхней границей прихвата.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «ОАО «Востокгазпром»»

Открытое акционерное общество «Востокгазпром» создано 8 апреля 1999 года для реализации направления, связанного с созданием в Томской области газодобывающей отрасли. Доля ПАО «Газпром» в акционерном капитале ОАО «Востокгазпром» составляет 99,98 процента.

Сегодня Компания специализируется на добыче газа и нефти и реализует стратегию, направленную на достижение конкурентного преимущества в освоении месторождений со сложным геологическим строением и составом углеводородов. Основной газодобывающий актив компании - ОАО «Томскгазпром». Компания обладает лицензиями на право пользования недрами семи лицензионных участков (Казанского, Останинского, Рыбального, Мыльджинского, Северо-Васюганского, Чкаловского и Сомовского), расположенных на территории Томской области, и разрабатывает 9 месторождений.

Газ, добываемый на месторождениях компании, поставляется потребителям СФО и имеет немалое значение для обеспечения их энергетической безопасности. Предприятие год от года увеличивает объёмы добычи и входит в число самых крупных, прибыльных и рентабельных компаний Сибири.

4.2 Организационная структура управления предприятием

Организационная структура ОАО «Востокгазпром» представлена на приложении Е на рисунке Е.1.

4.3 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение и крепление ствола скважин;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Основным документов для расчёта нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Первоочерёдно определяется продолжительность ВМР согласно «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения». В ВМР включают сборку оснований вышечно-лебедочного блока (66,5 часа), монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 час), сборка вышки (305,5 часов), монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений (219,8 часов), сборка оснований насосного блока (258 часов), монтаж буровой установки (79,6 часов).

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\Sigma T_{\text{МОН}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч.}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 62 часа или 2,6 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} * h,$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра по ЕНВ определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. Рассчитанное нормативное время на механическое бурение приведено в приложении Ж, в таблице Ж.1.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых / поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (4.2, 4.3):

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} * T_{1СВ})}{60},$$
$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} * T_{1СВ})}{60},$$

где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Для интервала под направление количество спускаемых/поднимаемых свечей равно 0/0,5; под кондуктор – 0,5/37,5 свечей; под пилотный ствол – 29/116,5 свечей; под интервал отбора керна – 124,5/125 свечей; Для интервала бурения под хвостовик используется инструмент другого типоразмера, количество свечей составляет 86,5/112.

Рассчитанное время СПО приведено в приложении Ж, в таблице Ж.1.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ». Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчёта нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». Работы по испытанию скважины на продуктивность, согласно нормативному времени, включают в себя: подготовительные работы перед испытанием объекта (34,2 часа); спуско - подъёмные операции насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытуемого пласта (10,8 часов); работы по вызову притока флюида (25,3 часов); работы по исследованию объектов в скважине (163,3 часа); работы по задавке скважины (2,7 часа); работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов (12,1 часов).

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч.}$$

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объёма этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на данном нефтяном месторождении Парабельского района приведена в приложении Ж в таблице Ж.1.

Механическая скорость бурения определяется по формуле :

$$V_M = \frac{H}{t_M} = 4040 / 44,83 = 90,11 \text{ м/ч}$$

Где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}})} = \frac{4040}{44,83 + 19,01} = 63,28 \text{ м/ч}$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H * 720}{(T_k)} = 4040 * \frac{720}{562,6} = 5195,88 \text{ м/ч}$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{4040}{4} = 1015 \text{ м};$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.
- помощник бурового мастера – 3 чел.
- бурильщик 6 разряда – 4 чел.
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.
- слесарь 5 разряда – 2 чел.
- лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 562,59 часов или 23,4 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству параметрической скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице

18.

Таблица 18 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяц ы				
		1	2	3		
1.Вышкомонтажные работы	45					
2.Бурение	23,4					
3.Испытание	10,4					

4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчётов. Расчёты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин документом:

«СНиП IV-5-82 Сборник 49», составленным в трех частях:

- Часть I – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- Часть II – строительные и монтажные работы;
- Часть III – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчётов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени или объёма.

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые

в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования.

К затратам, зависящим от объёма бурения (как правило, на 1 м проходки), относят расход долот, износ бурильных труб, спускаемый инструмент и др.

Амортизация считается, исходя из классификации основных фондов, прописанных Постановлением правительства Российской Федерации № 640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объёму выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчёты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении 3 в таблицах 3.1 и 3.2.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,8 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. За всё время использования стоимость составит 30 610 руб. в ценах 1984 года или 6 250 562 руб. в текущих ценах. Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчёт согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2018 года 204,2 .

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении И.

Сметная себестоимость строительства скважины (за метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми

накоплениями по формуле:

$$C_C^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H}$$

$$C_C^{1м} = \frac{138061316,83 - 8014391}{4040} = 32189,83 \text{ руб.}$$

Таблица 19 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	4040
Продолжительность бурения, сут.	44,83
Механическая скорость, м/ч	90,56
Рейсовая скорость, м/ч	63,84
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5195,88
Проходка на долото, м	1015
Стоимость одного метра	32 189,83

4.5 Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом.

Ключевыми особенностями долот с матричным корпусом являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счёт возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счёт большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Рассмотрим эффект внедрения на примере интервала под эксплуатационную колонну, где увеличение проходки играют ключевую роль в выборе инструмента. Проведём сравнение запроектированного долота БИТ2-220,7 МС и предлагаемого долота с матричным корпусом производства ОАО «Волгабурмаш» FastDrillMatrix 215,9 (8 ½) FDM 613 МН М433. Результаты расчёта эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

Корпус долота	Стально й	Матричн ый
Рассматриваемый интервал (колонна)	Эксплуатационная	
Способ бурения	С применением ГЗД	
Глубина сооружаемого интервала, м	3380	
Интервал бурения по стволу, м	710-3380	
Ожидаемая проходка на долото, м	3200	5300
Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	31,2
Время СПО, ч	13,4	
Цена долота в ценах 2018 г., руб	362 500	850 700
Расч ет		
Длина сооружаемого интервала, м	2670	
Количество долблений, ед.	0,896	0,423
Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	87,84	71,79
Время бурения с учетом времени СПО, ч	101,21	85,16
Экономия времени, ч	16,05	
Стоимость эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
Эксплуатационные затраты на долото, руб	324 800	359 850
Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	4 637 989	3 902 491
Итого эксплуатационных затрат, руб	4 962 789	4 262 341
Экономия эксплуатационных затрат, руб	700 448	
Экономия себестоимости метра проходки, руб/м	312,7	
Экономический эффект на долото, руб	1 657 310	
Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	0,51	

5 Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в приложении X, в таблице X.1.

5.1.1. Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учётом климатического региона (Парабельский район), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129- 06. Нормы приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъёмных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др.

В приложении Ф представлена классификация и характеристика шумов.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Существует общая и локальная вибрации. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 22.

Таблица 22 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: – Углеводороды – Диоксид серы – Диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91. СИЗ органов дыхания – респираторы, противогазы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) и приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещённость, лк	Пространство	Освещённость, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приёмный мост	10

Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09.

5.1.2. Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При бурении наклонно-направленных скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП, а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учёт и испытаны согласно РД 10-525-03 .

Поражение электрическим током

Проявления факторов поражения электрическим током возможно возникают при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств.

Непосредственными причинами электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам, контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением;
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно-монтажных работ.
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электротока.

Воздействие электрического тока на организм человека может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца. При бурении скважин используются следующие виды электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебёдки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем

электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ;
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Пожаровзрывоопасность

В таблице 24 представлена классификация взрывопожароопасных объектов.

Таблица 24 - Классификация взрывопожароопасных объектов

Категория производства	Наименование производства
А (взрывопожароопасная)	Нефтеперерабатывающие заводы, химические предприятия, трубопроводы, склады нефтепродуктов
Б (взрывопожароопасная)	Цехи приготовления и транспортировки угольной пыли, древесной муки, сахарной пудры, выбойные и отдельные отделения мельниц
В1-В4 (пожароопасные)	Лесопильные, деревообрабатывающие, столярные, лесотарные производства

Таким образом, рассматриваемый в работе объект относится к классу А взрывопожароопасных объектов.

Пожары - возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями: имеющими при температуре 50°C давление паров не более 300 кПа и не являющимися полностью газообразными при температуре 20°C и нормальном давлении 101,3кПа, имеющими температуру вспышки не выше 60°C. (дизельное топливо, газойль); в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения согласно ФЗ-123.

Основными причинами пожаров являются:

- короткое замыкание, молнии;
- разряды статического электричества.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;

- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от разрядов статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожаротушения согласно ПП РФ от 21.03.2017 г № 316 «О противопожарном режиме»: огнетушителями ОП-5, ящиками с песком.

Взрывы - возможны при накоплении в ограниченном объёме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (в дальнейшем НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:

- природный газ – не более 4 % по объёму;
- пары нефти, бензина – не более 1,25 % по объёму;
- сероводород – не более 4,3 % по объёму.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентилиацией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой

таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице Й.1 приложения Й.

5.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объёма подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счёт средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002.

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несёт в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путём надёжной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путём применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными

последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подаётся сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определённых ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ.

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. № 162.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжёлыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 г. № 173-ФЗ (ред. От 04.06.2014 г. , с изм. От 19.11.2015 г.) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное

назначение трудовой пенсии».

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчётом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом плюс минус 60° от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчётом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

Выполнение выпускной квалификационной работы бакалавра является заключительным этапом в обучении и требует от обучающегося всех его полученных знаний и навыков. Важной особенностью выполнения работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной (пласт М1) на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)» было возможность получить и наработать навыки в проектировании эксплуатационной скважины.

В данном дипломном проекте, проведён анализ геологической части, а именно географо-экономической характеристики района работ, геологических условиях бурения, газонефтеводоносности, список зон возможных осложнений, условия их возникновения и способы предотвращения.

Исходя из технического задания, был спроектирован профиль скважины с требуемым отходом и длиной горизонтального участка. Опираясь на этот профиль, были предложены соответствующие технологии и операции для его успешной проводки. Произведён расчёт для всех интервалов и отдельно для каждой обсадной колонны.

Также рассмотрены проблемы о безопасности в рабочей зоне, охранах окружающей среды, чрезвычайных ситуациях, разработаны сметная стоимость сооружения скважины, календарный план-график строительства скважины и эффективность мероприятия по внедрению новой техники и технологии.

В специальной части дипломного проекта рассмотрен вопрос о методах предупреждения и ликвидации прихватов.

Список использованных источников

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ А.В. Епихин, А.В. Ковалев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
2. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. <http://www.gazprom-neft.ru>
5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.libussr.ru>.
6. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.opengost.ru>.
7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info>.
8. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы.
10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
11. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
12. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 января 2018 г. № КЦ/2018-01ти “Об

индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на январь 2018 года”.

13. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
14. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
15. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях
16. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
18. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
19. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
20. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
21. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.
22. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
23. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».
24. согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
25. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
26. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
27. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".

28. РД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.
29. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
30. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.
31. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".
32. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».
33. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
34. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Приложение А

Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернзности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	50	50	Четвертичные отложения	Q	1,30	0
50	70	20	Лебяжинская свита	N ₁ l	1,30	0
70	90	20	Гвоинская свита	N ₁ g	1,30	0
90	110	20	Болотинская свита	N ₁ b	1,30	0
110	150	40	Абросимовская свита	N ₁ a	1,30	0
150	200	50	Лагернотомская свита	P ₃ lt	1,30	0-0,2
200	230	30	Новомихайловская свита	P ₃ nm	1,30	0-0,2
230	260	30	Алтымская свита	P ₃ at	1,30	0-0,2
260	280	20	Тавдинская свита	P ₂ tv	1,30	0-0,2

Продолжение таблицы А.1

280	310	30	Люлинворская	P ₂ ll	1,30	0-0,2
310	350	40	Кызуровская свита	P ₁ kzr	1,25	0-0,2
350	480	130	Ганькинская свита	K ₂ /gn	1,25	0-0,2
480	570	90	Славгородская свита	K ₂ sl	1,25	0-0,2
570	785	215	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,25	0-0,2
785	805	20	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,25	0-0,2
805	1750	945	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,25	0,2-0,6
1750	2550	800	Киялинская свита	K ₁ kl	1,10	0,6-1,0
2550	2650	100	Тарская свита	K ₁ tr	1,10	0,6-1,0
2650	2775	125	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,10	1,0-1,5
2775	2805	30	Марьяновская свита	J ₃ -K ₁ mr	1,05	1,0-1,5
2805	2885	80	Наунакская свита	J ₂₋₃ nn	1,10	1,0-1,5
2885	3200	315	Тюменская свита	J ₂ tm	1,20	1,5-1,8
3200	3300	100	Пешковская свита	J ₁₋₂ p	1,10	1,8-3,0

Продолжение таблицы А.1

3300	3330	30	Тогурская свита	J ₁ tg	1,10	1,8-3,0
3330	3390	60	Урманская свита	J ₁ ur	1,10	1,8-3,0
3390	3410	20	Кора выветривания	К.В.	1,20	3,0
3410	4000	590	Палеозой	D ₃ -C ₁	1,10	5-7

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от	до	Краткое название	Процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	50	Пески Суглинки Глины	30 30 40	Болотные делювиальные, озерные пески, суглинки, глины
N ₁ l	50	70	Глины Алевриты	60 40	Переслаивание глин песчанистых и алевритов глинистых
N ₁ g	70	90	Глины Пески	70 30	Глины пестроцветные, каолинит- монтмориллонитовые , участками карбонатные. Прослой песков
N ₁ b	90	110	Пески Галечники	90 10	Пересливание песков и галечников
N ₁ a	110	150	Глины Алевриты Пески	50 40 10	Переслаивание глин алевристых и алевритов с прослоями песка
P ₃ lt	150	200	Пески Алевриты Глины	40 20 40	Пески с растительным детритом, алевриты, глины
P ₃ nm	200	230	Глины Пески	60 40	Глины серовато- зеленые, коричневые, темно-коричневые, плотные с прослоями глауконитовых песков средне- мелкозернистых
P ₃ at	230	260	Пески Алевриты	80 20	Свита сложна в основном песками с редкими прослоями алевритов

Продолжение таблицы А.2

P ₂ tv	260	280	Глины Пески	80 20	Глины зеленовато-серые с прослойками песка
P ₂ ll	280	310	Глины	100	Глины зеленоватые, плитчатые
P ₁ kzr	310	350	Глины Пески Гравий	60 35 5	Глины коричневые, пески, редко встречаются прослойки гравия
K ₂ /gn	350	480	Глины Мергели Пески Алевриты	70 10 10 10	Глины известковистые, серые, реже светло-серые, с зеленоватым оттенком, с прослоями мергелей, глауконит-кварцевых песков и алевритов
K ₂ sl	480	570	Глины Опоки Алевролиты Песчаники	80 10 5 5	Глины серые, зеленовато-серые, с прослойками глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников
K ₂ ip	570	785	Песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, часто глауконитовые, с глинистым, известковистым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин
K ₂ kz	785	805	Глины	100	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, тонкоплитчатые, иногда известковистые

Продолжение таблицы А.2

K ₁₋₂ pk	805	1750	Песчаники Алевролиты Глины	60 20 20	Чередование крупных пачек темно-серых алевритовых глин и песчаников серых с буроватым и зеленоватым оттенком, разномзернистых, с подчиненными прослоями алевролитов. Пласты группы ПК ₁ -ПК ₂₀
K ₁ klс	1750	2550	Глины Алевролиты Песчаники	60 20 20	Пестроцветные аргиллитоподобные глины, комковатые, часто жирными на ощупь, с прослоями зеленовато-серых, серых, известковистых песчаников и алевролитов.
K ₁ tr	2550	2650	Песчаники Алевролиты Глины	60 20 20	Переслаивание покровных песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин с преобладанием первых
K ₁ klm	2650	2775	Глины Песчаники Алевролиты	80 5 15	Аргиллитоподобные глины серые, темно-серые, слоистые, крепкие, алевритовые, в верхней части с редкими пропластками песчаников светло-серых и серых, мелко-среднезернистых, известковистых, с маломощными прослоями алевритов

Продолжение таблицы А.2

J ₃ -K ₁ mr	2775	2805	Глины	100	Аргиллитоподобные глины темно-серые до черных
J ₂₋₃ nn	2805	2885	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Угли	50 30 15 5	Неравномерное переслаивание песчаников, серых, тонко-мелкозернистых с включениями растительного детрита, аргиллита темно-серого алевристового до черного углистого, алевролита темно-серого мелкозернистого и углей.
₂ tm	2885	3200	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Угли	30 25 40 5	Переслаивание песчаников серых, средне-мелкозернистых, глинисто-известковистых, алевролитов, аргиллитов и прослоев углей
J ₁₋₂ p	3200	3300	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Угли	45 20 30 5	Переслаивание песчаников серых, средне-мелкозернистых, глинисто-известковистых, алевролитов, аргиллитов и прослоев углей
J ₁ tg	3300	3330	Аргиллиты Алевролиты	70 30	Аргиллиты темно-серые до серых, алевролиты

Продолжение таблицы А.2

J ₁ ur	3330	3390	Песчаники Аргиллиты	50 50	Песчаники серые, крупно- среднезернистые, с глинистым и карбонатным цементом, аргиллиты темно-серые плотные
K.B.	3390	3410	Глинистая порода	100	Брекчированная, гидрослюдисто- каолининовая, карбонатно- кремнистая глинистая порода
D ₃ -C ₁	3410	4000	Сланцы Эффузивы Туфы	40 30 30	Сланцы, углисто- глинисто-карбонатно- кремнистые эффузивы, туфы

Таблица А.3 – Физико-механические свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	50	Пески Суглинки Глины	2,0 2,0 2,0	25-30 25-30 25-30	- - -	10 90 90	V V IV	I	Мягкая
N ₁ l	50	70	Глины Алевриты	2,1 2,4	20 30	- -	90 20	IV VI		Мягкая
N ₁ g	70	90	Глины Пески	2,2 2,1	20 25	- -	90 20	V V	I	Мягкая
N ₁ b	90	110	Пески Галечники	2,3 2,2	20 30	- -	90 20	IV VI	I	Мягкая

Продолжение таблицы А.3

N _{1a}	110	150	Глины Алевриты Пески	2,3 2,3 2,2	20 30 20	- - -	95 20 10	IV VI VI	I	Мягкая
P _{3lt}	150	200	Пески Алевриты Глины	2,2 2,3 2,35	25 20 20	- - -	10 20 90	VI VI IV	I	Мягкая
P _{3nm}	200	230	Глины Пески	2,4 2,3	30 25	- -	95 10	IV VI	I	Мягкая
P _{3at}	230	260	Пески Алевриты	2,3 2,4	30 25	- -	10 20	VII VI	I	Мягкая
P _{2tv}	260	280	Глины Пески	2,4 2,3	30 25	- -	90 20	IV VI	I	Мягкая
P _{2ll}	280	310	Глины	2,3	25	-	95	IV	I	Мягкая
P _{1kzr}	310	350	Глины Пески Гравий	2,3 2,3 2,2	25 20 25	- - -	100 20 20	IV VI VI	I	Мягкая
K _{2/gn}	350	480	Глины Мергели Пески Алевриты	2,4 2,3 2,3 2,3	25 20 20 20	- - - -	80 40 10 20	IV IV VI VI	I	Мягкая
K _{2sl}	480	570	Глины Опоки Алевролит ы Песчаники	2,4 2,1 2,3 2,3	25 20 20 20	- - - -	90 20 10 20	IV IV VI VI	I	Мягкая
K _{2ip}	570	785	Песчаники Алевролит ы Глины	2,3 2,3 2,35	25 16 20	- - -	5 20 10	VII VI IV	I	Мягкая
K _{2kz}	785	805	Глины	2,35	16	-	100	IV	I	Мягкая
K _{1-2pk}	805	1750	Песчаники Алевролит ы Глины	2,3 2,4 2,35	25 18 22	- - -	5 10-20 95	VII I VII IV	I	Мягкая
K _{1kls}	1750	2550	Глины Алевролит ы Песчаники	2,4 2,4 2,3	22 14 20	- - -	95 20 5	V VII VII I	II	Средняя

Продолжение таблицы А.3

K ₁ tr	2550	2650	Песчаники Алевролит ы Глины	2,3 2,4 2,4	25 22 18	- - -	5 10-20 95	IX VII I V	II	Средняя
K ₁ klm	2650	2775	Глины Песчаники Алевролит ы	2,4 2,4 2,4	5 15 22	- - -	100 0-10 0-20	V X X	III	Твердая
J ₃ -K ₁ mr	2775	2805	Глины	2,4	0	-	95	IV	III	Твердая
J ₂₋₃ nn	2805	2885	Песчаники Аргиллиты Алевролит ы Угли	2,3 2,4 2,4 1,4	18 5 10 0	- - - -	5-10 95 20 0	X V X III	III	Твердая
J ₂ tm	2885	3200	Песчаники Алевролит ы Аргиллиты Угли	2,4 2,4 2,4 1,4	17 10 5 0	- - - -	20 30 90-100 0	IX X V III	III	Твердая
J ₁₋₂ p	3200	3300	Песчаники Алевролит ы Аргиллиты Угли	2,4 2,4 2,4 1,4	15 10 5 0	- - - -	20 30 90-100 0	X X V III	III	Твердая
J ₁ tg	3300	3330	Аргиллиты Алевролит ы	2,4 2,4	15 5	- -	90 30	V X	III	Твердая
J ₁ ur	3330	3390	Песчаники Аргиллиты	2,4 2,4	15 5	- -	20 90-100	X V	III	Твердая
K.B.	3390	3410	Глинистая порода	2,6	16	-	80	V	III	Твердая
D ₃ -C ₁	3410	4000	Сланцы Эффузивы Туфы	2,75 2,75 2,75	1-5 1-5 1-5	- - -	20-90 20-90 20-90	XI XI XI	IV	Крепкая

Таблица А.4 – Градиенты давлений и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °C
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	50	-	0,1	-	0,1	-	0,2	-	0,2	1,6
N ₁ l	50	70	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,22	2,2
N ₁ g	70	90	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,22	2,9
N ₁ b	90	110	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,22	3,5
N ₁ a	110	150	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,22	4,8
P ₃ lt	150	200	0,1	0,	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,22	6,4
P ₃ nm	200	230	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,22	7,4
P ₃ at	230	260	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,22	8,3
P ₂ tv	260	280	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	9,0
P ₂ ll	280	310	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	9,9
P ₁ kzr	310	350	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	11,2
K ₂ /gn	350	480	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	15,4
K ₂ sl	480	570	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	18,2
K ₂ ip	570	785	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	25,1
K ₂ kz	785	805	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	25,8
K ₁₋₂ pk	805	1750	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,177	0,22	0,23	56

Продолжение таблицы А.4

K ₁ kl _s	1750	2550	0,1	0,101	0,1	0,101	0,177	0,1775	0,23	0,23	81,6
K ₁ tr	2550	2650	0,101	0,101	0,101	0,101	0,1775	0,1775	0,23	0,23	84,8
K ₁ kl _m	2650	2775	0,101	0,102	0,101	0,102	0,1775	0,178	0,23	0,23	88,8
J ₃ -K ₁ mr	2775	2805	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,23	0,23	89,8
J ₂₋₃ nn	2805	2885	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,23	0,23	92,3
J ₂ tm	2885	3200	0,102	0,103	0,102	0,103	0,178	0,1785	0,23	0,23	102,4
J ₁₋₂ p	3200	3300	0,103	0,103	0,103	0,103	0,1785	0,1785	0,23	0,23	105,6
J ₁ tg	3300	3330	0,103	0,103	0,103	0,103	0,1785	0,1785	0,23	0,23	106,6
J ₁ ur	3330	3390	0,103	0,103	0,103	0,103	0,1785	0,1785	0,23	0,23	108,5
K.B.	3390	3410	0,103	0,103	0,103	0,103	0,1785	0,1785	0,23	0,23	109,1
D ₃ -C ₁	3410	4000	0,103	0,103	0,103	0,103	0,1785	0,1785	0,23	0,23	128

Приложение Б

Нефтегазоводоносность месторождения по разрезу скважины

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₂ tm(Ю ₁₂)	3110	3120	Поров.	0,76	4-5	7,0	-
J ₂₋₃ nn(Ю ₁ ¹)	2800	2815	Поров.	0,76	5-10	30	-
K ₁ kls(A ₁₋₂)	1760	1790	Поров.	0,767	10-50	32,5	-

Таблица Б.2 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Водоносность							
Q- N- -P ₂ at	0	260	Поров.	1,0	-	-	Относится к питьевому источнику. Минерализ.- 0,23- 0,33. Хим. состав: Cl ⁻ - 1 мг/л, HCO ₃ ⁻ - 366 мг/л, Na ⁺ K ⁺ - 7 мг/л, Mg ⁺⁺ - 14 мг/л, Ca ⁺⁺ -98 мг/л.
K ₁₋₂ pk	805	1750	Поров.	1,0004	До 500	-	Не относится к питьевому источнику. Минерализ. – 0,99. Хим. состав: Cl ⁻ - 319 мг/л, HCO ₃ ⁻ - 398 мг/л, Na ⁺ K ⁺ - 406 мг/л, Ca ⁺⁺ -8 мг/л.

Продолжение таблицы Б.2

K ₁ ks,tr,klm	1750	2775	Поров.	1,001-1,004	4-5	-	Не относится к питьевому источнику. Минерализ. – до 3,9. Хим. состав: Cl ⁻ - 2234 мг/л, SO ₄ ⁻ -17 мг/л, HCO ₃ ⁻ - 171 мг/л, Na ⁺ K ⁺ - 1435 мг/л, Ca ⁺⁺ -80 мг/л, Mg ⁺⁺ - 5 мг/л.
J ₂₋₃ nn	2805	2885	Поров.	1,0098	2-4	-	Не относится к питьевому источнику. Минерализ. – 10-13. Хим. состав: Cl ⁻ - 7091 мг/л, HCO ₃ ⁻ - 1391 мг/л, Na ⁺ K ⁺ - 48 мг/л, Ca ⁺⁺ -192 мг/л, Mg ⁺⁺ - 68 мг/л.
J ₁₋₂ tm, p,ur	2885	3390	Поров.	1,092	2-4	-	Не относится к питьевому источнику. Минерализ. – 25-52. Хим. состав: Cl ⁻ - 31379 мг/л, HCO ₃ ⁻ - 573 мг/л, Na ⁺ K ⁺ - 17102 мг/л, Ca ⁺⁺ -2092 мг/л, Mg ⁺⁺ - 297 мг/л.

Продолжение таблицы Б.2

КВ+D ₃ -C ₁	3390	4000	Поров.	1,049	-	-	<p>Не относится к питьевому источнику. Минерализ. – до 68. Хим. состав: Cl⁻- 41383 мг/л, HCO₃⁻- 397 мг/л, Na⁺ K⁺- 22274 мг/л, Ca⁺⁺-3495 мг/л, Mg⁺⁺- 370 мг/л.</p>
-----------------------------------	------	------	--------	-------	---	---	--

Приложение В

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P ₁ kzt	0	350	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
K ₁₋₂ pk	805	1750	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
K ₁ kls	1750	2550	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.

Продолжение таблицы В.1

K ₁ tr	2550	2650	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
-------------------	------	------	---------------------------------	--

Таблица В.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q- K ₂ gn	0	480	Осыпи и обвалы горных пород	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам, низкая плотность бурового раствора.
K ₂ ip	570	785	Осыпи и обвалы горных пород	
K ₁₋₂ pk	805	1750	Осыпи и обвалы горных пород	
K ₁ kls+tr	1750	2650	Осыпи и обвалы горных пород	

К.В. + Pz	3390	4000	Осыпи и обвалы горных пород	
-----------	------	------	--------------------------------	--

Таблица В.3 – Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
N-P _{3at}	50	260	Нефтегазоводопрооявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъёма бур. инструмента. Возникновение депрессии на нефтегазонасыщенные отложения.
P _{1tl-ip}	310	785	Нефтегазоводопрооявление	
K _{1-2pk}	805	1750	Нефтегазоводопрооявление	
K _{1kls} (A ₁₋₂)	1750 (1760)	2550 (1790)	Нефтегазоводопрооявление	
K _{1 tr} (Б ₆)	2550 (2550)	2650 (2560)	Нефтегазоводопрооявление	

J_{2-3nn} ($Ю_{12}$)	2805 (2800)	2885 (2815)	Нефтегазоводопроявление	
J_{2tm} ($Ю_{12}$)	2885 (3110)	3200 (3120)	Нефтегазоводопроявление	

Таблица В.4. – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
$Q - P_{1kzr}$	0	350	Прихватопасная зона	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 15мин.
$K_2 - K_{1-2pk}$	350	1750	Прихватопасная зона	
$K_{1kls} + K_{1tr}$	1750	2650	Прихватопасная зона	
$K.B. + P_z$	3390	4040	Прихватопасная зона	

Приложение Г

Исследовательские работы

Таблица Г.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
1760	1790	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	215,9/100 В 12122 АМ, СК – 178/100
2800	2815	Отбор керна		
3110	3120	Отбор керна		
1760	1790	Отбор шлама		
2800	2815	Отбор шлама		
3110	3120	Отбор шлама		
0	4040	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	4040	Инклинометрия	Через каждые 10 м проходки	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
0	4040	Электромагнитный каротаж	Масштаб записи – 1:500. Группа сложности – 2. Во время остановок в процессе бурения	
0	4040	Радиоактивный каротаж	Масштаб записи – 1:500. Группа сложности – 2. Во время остановок в процессе бурения	
0	4040	Акустический каротаж	Масштаб записи – 1:500. Группа сложности – 2. В открытом стволе	
0	4040	Кавернометрия	Масштаб записи – 1:500. Группа сложности – 2. Во время остановок в процессе бурения	

Продолжение таблицы Г.1

0	4040	Термометрия	Масштаб записи – 1:500.Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ТЭГ-36
---	------	-------------	--	--------

Приложение Д

Проектирование процессов испытания и освоения

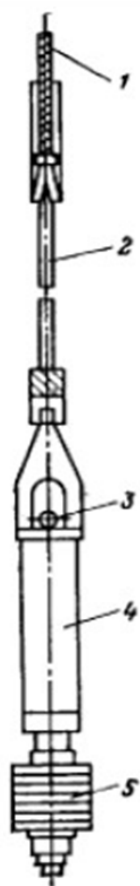


Рисунок Д.1 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 –
патрубок, 5 – поршень



Рисунок Д.2 – Состав комплекса испытательного оборудования КИИ 3-146: 1. Испытатель пластов ИПМ1-146У 2. Клапан запорно-поворотный многоцикловый ЗПКМ2-146М 3. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-146 4. Раздвижной механизм РМЗ-146 5. Пакер ПЦР2-146 и ПЦ-178 6. Яс гидравлический ЯГЗ 3-146 7. Замок безопасный ЗБ-146 8. Якорь ЯК-190/240 и ЯК 270/325 9. Уравнительное устройство УУ4-146 10. Фильтр Ф2-146 11. Патрубок приборный ПП-146 12. Башмак опорный БО-146 13. Переводник левый ПЛ-146.

Приложение Е

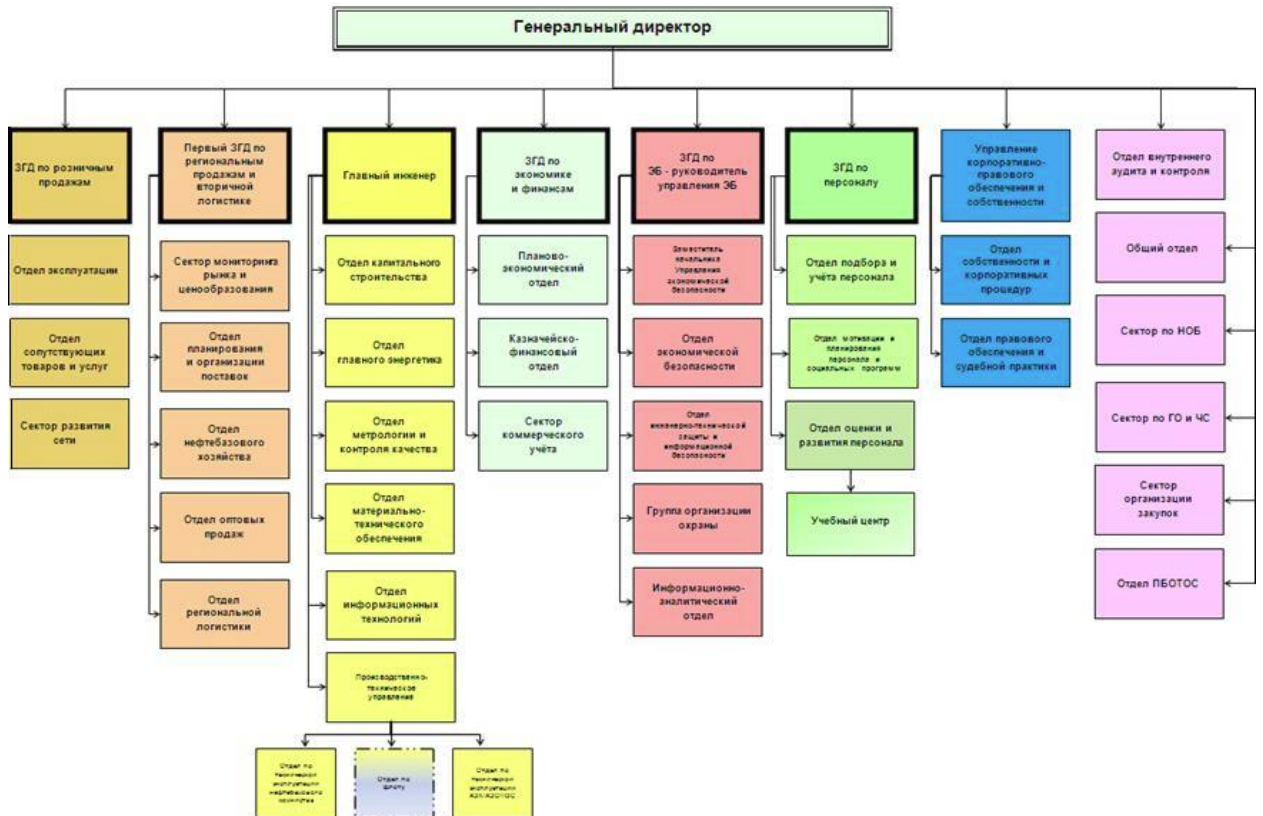


Рисунок Е.1 – Организационная структура ОАО «Востогазпром»».

Приложение Ж

Нормативная карта

Таблица Ж.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	III 393.7 М-ГВУ-R227	0	60	350	0,02	50	1	1	0,04	1,04 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,71
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)	295,3 (11 5/8) FD419S	60	710	3200	0,03	1461	1	43,83	2,76	46,59 0,31 5,47 0,24 2,33

Продолжение таблицы Ж.1

Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,83
Установка и вывод УБТ за палец										0,6
Крепление (ЕНВ)										51,3
ПГИ (ЕНВ)										5,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,8
Смена вахт (ЕНВ)										0,9
Итого:										118,82
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ2- 220,7 МС	710	3380	2500	0,07	1889	1	132.23	8,24	140.47
Промывка (ЕНВ)										1,13
Нарращивание (ЕНВ)										1,33
Смена долот (ЕНВ) ПЗР										0,24
к СПО (ЕНВ)										2,10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,0
Установка и вывод УБТ за палец										0,2
Крепление (ЕНВ)										68,4
ПГИ (ЕНВ)										10,1
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,9
Смена вахт (ЕНВ)										1
Итого:										92,4
Бурение под хвостовик	155,6 (6 1/8) FD416S	3380	4040	2000	0,07	660	1	46.2	7,97	54.17
Промывка (ЕНВ)										1,03
Нарращивание (ЕНВ)										2,8
Смена долот (ЕНВ) ПЗР										0,24
к СПО (ЕНВ)										1,63
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										6,53
Установка и вывод УБТ за палец										1,35
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)										1,2
Итого:										89,89
Испытание скважины на прод-ть										248,4

Приложение 3

Сметный расчёт на бурение и крепление скважины

Таблица 3.1 – Сметный расчёт на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,04	5,53	1,94	268,09	5,85	660,52	2,26	250,13
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	46,43	-	198,16	-	75,04
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,04	0,58	1,94	27,94	5,85	68,83	2,26	26,10
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	4,84	-	20,65	-	8,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,04	10,11	1,94	490,55	5,85	1209,36	2,26	457,68
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,04	52,68	1,94	2554,98	5,85	6850,7	2,26	2593,73
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,94	435,72	5,85	1073,59	2,26	406,53
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	1,94	37,75	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	-	-	5,85	442,92	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,26	436,13
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,04	0,36	1,94	17,27	5,85	71,11	2,26	16,11
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,94	14,63	5,85	60,24	2,26	13,64

Продолжение таблицы 3.1

Плата за подключенную мощность.	кВт/с ут	149,48	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/с ут	107,93	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,04	1,36	1,94	65,80	5,85	277,8	2,26	61,39
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,94	194,78	5,85	822,28	2,26	181,72
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,94	10,73	5,85	44,18	2,26	10
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,94	328,42	5,85	1386,49	2,26	306,41
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	0,2	15,08	109	8218,6	106	7992,4	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,036	31,5072	0,16	140,032	0,15	131,28	0,5	437,6
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	-	-	17,6	3226,08	17,2	3152,76	13,1	2401,23
ПАА	т	215,6	-	-	-	-	0,12	25,872	0,12	25,872	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	1,8	1769,4	1,7	1671,1	-	-
Смазывающая добавка	т	1054,1	-	-	-	-	1,4	1475,74	1,4	1475,74	5,3	5586,73
Крахмал	т	106,6	-	-	-	-	-	-	-	-	4,5	479,7
Биополимер (ксантановая смола)	т	1223,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,92	1125,62
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,6 3	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10, 6	176,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,2 2	33,3	668,66	36, 4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				10095,12		690,7272		20210,23		28545,78		16522,14
Затраты, зависящие от объема работ												
III 393.7 М-ГВУ-R227	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD419S	шт	4852,7	-	-	-	-	0,28	1358,7	-	-	-	-
БИТ2- 220,7 МС	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,89	4690,02	-	-
155,6 (6 1/8) FD416S	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	2157,6
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		466,44	1480,47		4928,65		2456,62		

Продолжение таблицы 3.1

Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	10095,12	1157,167	21690,7	33474,43	18978,76
Всего по сметному расчету, руб	403983						

Таблица 3.2 – Сметный расчёт на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,04	5,17	1,94	250,55	5,85	755,53	2,26	291,88
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,30	-	85,80	-	114,30	-	92,60
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,04	0,46	1,94	22,50	5,85	67,86	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,50	-	7,70	-	10,30	-	8,30
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,04	0,30	1,94	14,63	5,85	44,11	2,26	17,04
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,04	10,11	1,94	490,55	5,85	1479,23	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,04	57,32	1,94	2780,02	5,85	8383,05	2,26	3238,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,04	16,78	1,94	813,64	5,85	2453,49	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,04	5,56	1,94	269,45	5,85	812,51	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,04	4,03	1,94	195,63	5,85	589,91	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,04	0,36	1,94	17,27	5,85	52,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,04	4,02	1,94	194,78	5,85	587,34	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,04	6,77	1,94	328,42	5,85	990,35	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,04	0,74	1,94	35,70	5,85	107,64	2,26	41,58

Продолжение таблицы 3.2

Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,04	1,36	1,94	65,80	5,85	198,43	2,26	76,66
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,4	5	41,1
Башмак колонный БКП-324	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-168	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5		
Башмак колонный БКП-Вр-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ2-324/394	шт	32,5	1	32,5	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПН-245/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-	-	-
Центратор ЦПН-168/216	шт	18,7	-	-	-	-	68	1271	-	-
Центратор ЦПН-114/55	шт	15,5	-	-	-	-	-	-	27	418
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-178 ОТТМ	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
ЦКОД-127 ОТТМ	шт	100,6	-	-	-	-	-	-	1	100,6
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168	шт	30,12	-	-	-	-	2	60,24	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-114	шт	28,42	-	-	-	-	-	-	2	56,84
ТГС-114.000-02	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементируочная ГЦУ-324-340	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-114	шт	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4489,14		9683,09		21139,26		10502,1	
Затраты, зависящие от объёма работ										
Обсадные трубы 324х9,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	900	25677	-	-	-	-
Обсадные трубы 178х11,5	м	23,67	-	-	-	-	389	9207,63	-	-
Обсадные трубы 178х10,4	м	16,47					677	11150,19	-	-
Обсадные трубы 178х9,2	м	19,96	-	-	-	-	230	4590,8	-	-

Продолжение таблицы 3.2

Обсадные трубы 178х8,1	м	18,08					2104	38040,32		
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	660	9411,6
Портландцемент тампонажный ПЦТ- II-100	т	28,68	-	-	-	-	22,29	639,28	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III Об(4-6)-100	т	19,84	-	-	-	-	19,84	393,63	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6	-	-
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3	3	112,56
Транспортировка вахт, руб						12 68				
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		2454,07		28003,37		67379,59		9721,14
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						153275,63				
Всего по сметному расчету, руб						155811,63				

Приложение И

Сводный сметный расчёт

Таблица И.1 – Сводный сметный расчёт с индексом удорожания для Томской области на январь 2018 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	91 244	403 983
3.2	Крепление скважины	142 348	155 811,36
	Итого по главе 3	233 592	559794,36
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	28 884	712 733,5
	Итого по главе 5	28 884	712 733,5
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	648 722	80 143 910
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	162 180	20 035 977,5

Продолжение таблицы И.1

	Итого по главе 7		162 180	20 035 977,5
1	2	3	4	
8	Глава 8. Плановые накопления			
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	48 654		8 014 391
	Итого по главе 8	48 654		8 014 391
	ИТОГО по главам 1-8	859 556		100 179 888
9	Глава 9. Прочие работы и затраты			
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2		5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94		1 026 909
9.3	Северные надбавки 3 %	30 371,6		5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-		14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-		-
9.6	Транспортировка керна	-		-
9.7	Изготовление керновых ящиков	-		22 086
9.8	Авиатранспорт	-		3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-		136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-		870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-		112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-		25 300
	Итого прочих работ и затрат	392 915		31 296 066
	ИТОГО по гл 1-9	1 252 471		131 475 953,6
10	Глава 10			
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 038,4		200 359,8
	Итого по главе 10	2 038,4		200 359,8
11	Глава 11			
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	62 725,5		6 385 050,67
	Итого по главе 11	62 725,5		6 385 050,67
	ИТОГО	1 317 234,9		138 061 316,83
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	138 061 316,83		
	НДС (18%)	24 851 037,03		
	ВСЕГО с учетом НДС	162 912 353,8594		

Приложение Й

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица Й.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2.Соблюдение нормативов отвода земель; 3.Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.

Продолжение табл. Й.1.

1	2	3
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно- геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия

Приложение К

Выбор гидравлической программы промывки скважины

Таблица К.1- Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,42	0,050	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17,5	84,80	338,1
Под кондуктор									
60	710	БУРЕНИЕ	0,65	0,070	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	83,50	225,4
Под эксплуатационную колонну									
710	3380	БУРЕНИЕ	0,72	0,062	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6	103,1	164,3
Под отбор керна									
3110	3120	ОТБОР КЕРНА	0,49	0,042	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	95,40	95,7
Под хвостовик									
3380	4040	БУРЕНИЕ	0,36	0,037	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	79,2	52,3

Таблица К.2- Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	160	275	1	125	30	61
60	710	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	140	367	1	125	23	47
710	3380	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	140	367	1	125	23	23
3110	3120	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	100	140	367	1	85	16	16
3380	4040	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	140	367	1	60	13	13

Таблица К.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	73,1	55,2	0	7,7	0,2	10
60	710	БУРЕНИЕ	174,7	47,3	79,8	34,3	3,2	10
710	3380	БУРЕНИЕ	193,0	69,0	52,3	37,7	27,7	10
3110	3120	ОТБОР КЕРНА	117,6	59,1	0	30,7	24,5	3
3380	4040	БУРЕНИЕ	195,9	38,9	0	110,3	44,6	2,1

Приложение Л

Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Таблица Л.1-Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, т	Длина, м	Назначение
	От	До				
1	0	60	III 393.7 М-ГВУ-R227	0,18	0,45	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник -152/177	0,102	0,52	
			Калибратор 8К 393.7 МС	0,045	1,27	
			Переводник П-171/177	0,1004	0,523	
			УБТС-229	5,194	19	
			Переводник П-161/177	0,0813	0,538	
			УБТС-203х80	1,7168	8	
			Переводник П-147/161	0,06	0,517	
			УБТС-178х80	1,248	8	
			ПК-127х9,19 Е	0,587	22	
Σ				8,160	60	
2	60	710	295,3 (11 5/8) FD419S	0,082	0,4	Бурение вертикального участка под кондуктор
			Калибратор 8К 295,3МС	0,029	0,873	
			Переводник- П 152/171	0,078	0,77	
			КОБ-240	0,09	0,777	
			ДРУ-240РС	2,57	9,57	
			Переводник – М152/152	0,054	0,4	
			ПК-240	0,09	0,57	
			УБТС-203х80	6,864	32	
			Переводник- П 161/147	0,053	0,517	
			ТБТ-178х98	1,526	24	
			Переводник- П 147/133	0,045	0,524	
			Ясс ЯГК-172	0,36	2,3	
			Переводник- П 133/147	0,046	0,520	
			ТБТ-178х98	1,526	24	
			ПК-127х9,19 Е	12,286	613	
Σ				25,966	710	
3	710	3380	БИТ2- 220,7 МС	0,042	0,3	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
			Калибратор КП–220,7 СТ	0,043	0,34	
			КОБ-172	0,098	0,927	
			ДРУЗ-172РС	1,190	8,74	
			ПК-172	0,075	0,57	
			УБТС-178х80	6,240	40	
			Переводник П-147/133	0,045	0,524	
			ТБТ-178х98	3,052	48	
			ЯСС ЯГК-172	0,36	2,3	
			ТБТ-165х76	2,520	40	
			ПК-127х9,19 Е	58,12	3174	
			Переводник П-133/147	0,046	0,52	
			КШ-147	0,48	0,42	

Продолжение таблицы Л.1

			ВБТ-133 К	1,072	16	
			Σ	77,81	3380	
4	3380	4040	155,6 (6 1/8) FD416S	0,02	0,42	Бурение вертикального участка под хвостовик
			Калибратор КС-155,6	0,071	0,48	
			Переводник П-88/102	0,027	0,496	
			УБТС - 121х46	9,24	120	
			Переводник П-102/86	0,021	0,42	
			ТБТ 105х51	2,4	120	
			Ясс ЯГК-114	0,126	2,34	
			ТБТ 105х51	2,4	120	
			Переводник П-86/102	0,021	0,4	
			ПК-89х9,35	67,362	3673	
			Σ	88,75	4040	
5	1760-1790, 2800-2815, 3110-3120		Бурголовка БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	0,015	0,26	Бурение интервала с отбором керна
			Керноотборный снаряд УКР- 172/100 Кембрии	1,48	0,34	
			Переводник М-133/147	0,04	0,52	
			ПК-172	0,075	0,57	
			Переводник П-133/147	0,075	0,57	
			УБТС-178х80	6,24	40	
			Переводник П-147/133	0,045	0,524	
			ПК-127х9,19 Е	-	-	
			Σ	-	-	

Приложение М
Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица М.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

	Элементы технологической оснастки					
	Башмак	Клапан обратный	Подвеска	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная
Направление	БКП-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	-	ЦЦ2-324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324-340	ПРП-Ц-324
Кондуктор	БКП-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	-	ЦПН-245/295 (15 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
Эксплуатационная колонна	БКП-168 ОТТМ	ЦКОД-168 ОТТМ	-	ЦПН-168/216 (68 шт.)	ГЦУ-168	ПРП-Ц-168 (2 шт.)
Хвостовик	БКП-Вр-114	ЦКОД-114 ОТТМ	ТГС-114.000-02	ЦПН-114/155 (27 шт.)	ГЦУ-114	ПРП-Ц-114 (2 шт.)
Производитель	ЗАО «Удмурские долота»; ООО «Буровые инновационные технологии»	ООО «НГПО»	ЗАО «Удмурские долота»	ЗАО «Удмурские долота»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»

Приложение Н

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Н.1 – Технологические свойства глинистого раствора для интервала

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,3
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Таблица Н.2 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора для интервала под кондуктор.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,236
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Таблица Н.3 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора для интервала под эксплуатационную колонну.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,114
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Таблица Н.4– Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,107
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10

Приложение О

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица О.1 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-60	0-710	710-3380	1760-1790, 2800-2815, 3110-3120	3380-4040
Шифр долота		III 393.7 М-ГВУ-R227	295,3 (11 5/8) FD419 S	БИТ2-220,7 MC	БИТ 220,7/100 В 913 EC	155,6 (6 1/8) FD416 S
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	Бур. головка	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	220,7	155,6
Тип горных пород		М	MC	СТ	СТ	ТК
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-161	3-88
	API	7 5/8 REG	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	-	3 1/2 Reg
Длина, м						
Масса, кг		180	80	42	15	20
G, кН	Рекомендуемая	80	90	100	5	125
	Предельная	470	130	175	20	294
n, об/мин	Рекомендуемая	70	130	87	60	88
	Предельная	660	350	200	150	250

Приложение П

Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Таблица П.1 –Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-710	710-3380	1760-1790, 2800-2815, 3110-3120	3380-4040
Исходные данные					
α	1	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1000	3000	3000	4500
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	22,07	22,07	21,59
η	1	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,2	100(кг/см)	150(кг/см)	200(кг/см)	300(кг/см)
$G_{пред}, \text{кН}$	120	130	175	200	294
Результаты проектирования					
$G_1, \text{кН}$	29,52	18,24	94,05	-	125,28
$G_2, \text{кН}$	78,74	29,5	33,1	-	64,7
$G_3, \text{кН}$	96	104	140	160	235
$G_{проект}, \text{кН}$	80	90	100	60	125

Приложение Р

Расчет частоты вращения долота

Таблица Р.1 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-710	710-3380	1760-1790, 2800-2815, 3110-3120	3380-4040
Исходные данные						
$V_{л}, \text{м/с}$		3,1	2	1	1	1
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,2159
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7	215,9
$\tau, \text{мс}$		5	-	-	-	-
z		24	-	-	-	-
α		0,8	0,5	0,4	-	0,3
Результаты проектирования						
$n_1, \text{об/мин}$		150	130	87	147	88
$n_2, \text{об/мин}$		323	-	-	-	-
$n_3, \text{об/мин}$		657	-	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		70	130	87	147	88

Приложение С

Расчет требуемого расхода бурового раствора

Таблица С.1 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-710	710-3380	1760-1790, 2800-2815, 3110-3120	3380-4040
Исходные данные					
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,2159
K	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3
K_k	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1
$S_{заб}$	0,12	0,07	0,04	0,04	0,03
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,13	0,12	0,1
V_m , м/с	35	25	15	15	10
$d_{бг}$, м	0,14	0,14	0,14	0,14	0,089
d_{max} , м	0,3	0,23	0,2	0,2	0,14
$d_{нmax}$, м	0,012	0,016	0,012	0,011	0,01
n	3	4	4	5	6
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,18	1,2	1,21	1,2	1,2
ρ_p , г/см ³	2	2,6	2,28	2,3	2,5
Результаты проектирования					
Q_1 , л/с	0,07	0,02	0,016	5,7	0,011
Q_2 , л/с	172,22	122,5	32,13	7,3	19,5
Q_3 , л/с	0,11	0,06	0,02	15	0,036
Q_4 , л/с	0,071	0,124	0,12	8	0,007
Q_5 , л/с	0,021	0,075	0,02	20	0,035
Q_6 , л/с	-	65	25	17	-

Таблица С.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-360	60-710	710-3380	1760-1790, 2800-2815, 3110-3120	3380-4040
Исходные данные					
Q ₁ , л/с	0,07	0,02	0,016	5,7	0,011
Q ₂ , л/с	172,22	122,5	32,13	7,3	19,5
Q ₃ , л/с	0,11	0,06	0,02	15	0,036
Q ₄ , л/с	0,071	0,124	0,12	8	0,007
Q ₅ , л/с	0,021	0,075	0,02	20	0,035
Q ₆ , л/с	-	65	25	18	-
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ, л/с	60	65	25	18	20
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Q, л/с	60	60	25	18	15

Приложение Т

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Т.1– Описание компонентного состава глинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2
Глинопопрошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	310

Таблица Т.2– Описание компонентного состава полимер-глинистого раствора для интервала под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	0,4-0,5
Глинопопрошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	308
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Кальцинированная сода		Уменьшение жесткости	50

Таблица Т.3– Описание компонентного состава полимер-глинистого раствора для интервала под эксплуатационную колонну

	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	0,4-0,5
Глинопопрошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	308

Продолжение таблицы Т.3

Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Кальцинированная сода		Уменьшение жесткости	50

Таблица Т.4– Описание компонентного состава полимер-глинистого раствора для интервала под хвостовик

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	2-2,1
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4-3,6
KCL	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30-50
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	236
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-12
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенегаситель	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5
Кальцинированная сода		Уменьшение жесткости	50

Таблица Т.5 – Обоснование параметров и свойств бурового раствора.

Показатель	Интервал бурения			
	Под направление	Под кондуктор	Под ЭК	Под хвостовик
Минимальная репрессия %	10	5 или 10	5	5
Принимаемая репрессия %	15	12	7	5,6
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1124	1124	1042	1049
Плотность о раствора с принимаемой репрессии, кг/м ³	1292	1236	1114	1107

Таблица Т.6 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Расход реагента	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
				Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
		Кг/м ³	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	0,7-1,2 0,4-0,5 0,4-0,5 2-2,1	25	15	1	-	-	188	8	22	1	250	10
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	310 308 308	1000	8825	9	52000	52	98000	98	-	-	158825	159
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2 -0,5	25	-	-	100	4	175	7	-	-	275	11
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	5	25	-	-	850	34	1575	63	-	-	2425	97
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5 3-5 18-24	25	-	-	850	34	1575	63	900	36	3325	133

Продолжение таблицы Т.6

Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4 – 3,6	25	-	-	-	-	-	-	650	26	650	26
KCL	Подавление гидратации и набухания глины	30-50	1000	-	-	-	-	-	-	8000	8	8000	8
Крахмал	Регулятор фильтрации	16-18	25	-	-	-	-	-	-	3050	122	3050	122
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15	1000	-	-	-	-	-	-	3000	3	3000	3
Карбонат кальция 50 мкр	Кольматация каналов	236	1000	-	-	-	-	-	-	43000	43	43000	43
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности	10-12	1000	-	-	-	-	-	-	2000	2	2000	2
Бактерицид	Защита от микробиологич. деструкции	0,4-0,5	25	-	-	-	-	-	-	100	4	100	4
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	25	-	-	-	-	-	-	100	4	100	4
Кальценирован. сода	Снижение жесткости раствора	50	50	-	-	8300	165	1570 0	31 4	8950	179	32950	658

Таблица Т.7 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0-4040»

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k_{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
0	60	60	393,9	-	1,3	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 0,76
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 4,74
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V₁ =
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 29,78
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев1} = 9,5
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k_{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
60	710	650	295,3	306,9	1,27	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 5,99
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 32,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 3,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V₂ =
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 163,51
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев1} = 9,5
Объем раствора к приготовлению:						V₂ = 154,01
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев2} = 60,93
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k_{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
710	3380	2670	220,7	228,7	1,05	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 15,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 95,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 13,35
Объем раствора в конце бурения интервала						V₃ =
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 379,22
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев2} = 60,93
Объем раствора к приготовлению:						V₃ = 318,29
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев3} = 0

Продолжение таблицы Т.7

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
3380	4040	660	155,6	166	1,1	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 9,12$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 =$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 133,43$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 133,43$

Приложение У
Проектирование и проверка буровой установки для строительства
проектной скважины

Таблица У.1 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	67	[G _{кр}] / Q _{бк}	3,7
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	89	[G _{кр}] / Q _{об}	2,8
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	115	[G _{кр}] / Q _{пр}	2,17
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т (Q _{влб})	500	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	1,95
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	67		

Продолжение таблицы 38

Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	89		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	21,51		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	36		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	118	531	
3	83	374	
4	44	198	

Приложение Ф

Повышенные уровни шума

Таблица Ф.1 – Классификация и характеристика шумов

Способ классификации	Вид шума	Характеристика шума
По характеру спектра шума	Широкополосные	Непрерывный спектр шириной более одной октавы
	Тональные	В спектре имеются ярко выраженные дискретные тона
По временным характеристикам	Постоянные	Уровень звука за 8 часовой рабочий день изменяется не более чем на 5 дБА
	Непостоянные <ul style="list-style-type: none"> • колеблющиеся во времени • прерывистые • импульсные 	<p>Уровень звука за 8 часовой рабочий день изменяется более чем на 5 дБА</p> <p>Уровень звука непрерывно изменяется во времени</p> <p>Уровень звука изменяется ступенчато не более чем на 5 дБА, длительность интервала 1с и более</p> <p>Состоят из одного или нескольких звуковых сигналов, длительность интервала меньше 1с</p>

Приложение X
Производственная безопасность

Таблица X.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Строительство скважины:</p> <p>1. Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3. СПО;</p> <p>4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5. Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>6. Освоение скважины.</p>	<p>1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</p> <p>2. Повышение уровня шума;</p> <p>3. Повышение уровня вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5. Недостаточная освещённость рабочей зоны;</p> <p>6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Поражение электрическим током;</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте;</p> <p>4. Пожаровзрыво- опасность.</p>	<p>МР 2.2.7.2129-06</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83</p> <p>ССБТ [21]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004</p> <p>ССБТ [22]</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ</p> <p>СНиП 2.04.05-91</p> <p>ГОСТ 12.4.041-2001</p> <p>ССБТ</p> <p>Приказ от 12.03.2013 г. № 101 [26]</p> <p>Р 3.5.2.2487—09</p> <p>РД 10-525-03</p> <p>ПУЭ «Правила устройства электроустановок»[29]</p> <p>РД 34.21.122-87 [30] ПП РФ №316 [31] ГОСТ12.1.044-84</p> <p>ССБТ [32]</p> <p>ФЗ 123</p>

